

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



MONOGRAFIA PARA OBTAR AL TITULO DE INGENIERO
ELECTRICO

Estudio Técnico - Económico de un Sistema Fotovoltaico Híbrido para el
Instituto Oftalmológico Manguía en el Departamento de Managua

PRESENTADO POR:

Br. Heyling Jesebel Rivera Lumbi 2012 - 43914

Br. Reyna de Los Ángeles Poveda Gutiérrez 2013 - 62246

Docente:

MSc. Ramiro Arcea Lacayo

Managua, Nicaragua, Abril 2019

Agradecimiento

En agradecimiento primeramente a Dios por permitirnos lograr culminar nuestra carrera universitaria con éxitos y poder seguir adelante a pesar de las adversidades que se nos han presentado. Si bien tardamos en la culminación de nuestro trabajo debido a las circunstancias que sufre nuestro país, al final se logró llegar a la meta gracias a que ambas partes hemos trabajado arduamente en la estructura de esta tesis monográfica.

Gracias a nuestros padres luchadores que han sido la base de nuestras enseñanzas y valores y nos han instado a seguir adelante para cumplir nuestras metas, ellos siempre serán nuestros grandes ejemplos a seguir.

Nuestro tutor de monografía el profesor quien siempre fue constante y estuvo sacando lo mejor de nosotras para no darnos por vencidas, nuestras amistades, familiares y al final a todas las personas que siempre confiaron en nosotras y estuvieron presente en esta exitosa culminación de la carrera de Ingeniera Eléctrica.

Tema

Estudio Técnico - Económico de un Sistema Fotovoltaico Híbrido para el Instituto Oftalmológico Manguía en el Departamento de Managua.

Resumen

El estudio técnico-económico como propuesta para la implementación de un sistema fotovoltaico híbrido, con topología de funcionamiento de conexión al servicio eléctrico comercial, operando de forma sincronizada y en paralelo, además de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías de tipo ácido plomo (AGM VRLA), tiene como objetivo proporcionar disponibilidad y confiabilidad a las cargas eléctricas críticas que disponen de actividad dirigidas al servicio de la salud humana en el Instituto Oftalmológico Munguía, siendo la parte técnica de diseño que priorice lo anteriormente descrito.

El análisis de diseño para la disposición de los módulos fotovoltaicos se basa en el estudio de la trayectoria del sol, la irradiación, estaciones del año, geométrica de disposición del módulo fotovoltaicos y orientación a evitar pérdidas por sombras y suciedad, estas bases determinan las horas sol en donde se obtendrá la potencia pico del sistema.

La fuente de energía solar para generación fotovoltaico actualmente está en un crecimiento exponencial por motivo de la disminución de los costos iniciales de ejecución, también Nicaragua presta condiciones de potencial fotovoltaicos altamente rentables para la explotación, en consecuencia, la factibilidad económica de un proyecto fotovoltaico posee tasa de rentabilidad altas, que incluso sería mayor si las condiciones de la ley de industria eléctrica en Nicaragua permitiera la generación distribuida remunerada.

CONTENIDO

Índice de Contenido

Introducción	1
Objetivos	2
Justificación	3
Capítulo 1. Marco Teórico	4
1.1 El Sol como Forma de Energía Renovable.....	4
1.1.1 Movimiento de la Tierra Respecto al Sol	4
1.1.2 Coordenadas Geográficas	5
1.1.3 Angulo de Salida del Sol Respecto a la Tierra	6
1.2 Radiación Solar.....	10
1.2.1 Tipos de Radiación Sobre la Atmosfera	11
1.3 Efecto Fotovoltaico.....	13
1.4 Componentes del Sistema Fotovoltaico	15
1.4.1 Componentes del Módulo Fotovoltaico.....	15
1.4.2 Baterías	17
1.4.3 Controlador de Carga.....	21
Capítulo 2. Metodología de Implementación.....	23
2.1 Introducción.....	23
2.2 Condiciones de la Instalación Actual	25
2.2.1 Sistema de Distribución	25
2.2.2 Sistema de Protección	29
2.2.3 Sistema de Respaldo	31
2.2.4 Censo de Carga	32
2.3 Potencial Fotovoltaico	33
2.4 Costos de Facturación.....	38
2.5 Sistema Propuesto.....	40
2.5.1 Sistema Aislado	40
2.5.2 Sistema Conectado a Red.....	41
2.5.3 Sistema Híbrido	42

2.6	Metodología de Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Híbrido	43
2.6.1	Irradiación Total Sobre el Panel Inclinado y Horas Sol Pico	44
2.6.2	Dimensionamiento de Banco de Baterías	52
2.6.3	Condiciones para la selección del Módulo Fotovoltaico	53
2.6.4	Condiciones para la selección del Inversor para el Sistema Fotovoltaico y Banco de Baterías	53
2.6.5	Dimensionamiento de Aparatura Eléctrica.....	54
2.6.6	Malla de Tierra.....	55
Capítulo 3. Desarrollo del Caso de Estudio		61
3.1	Descripción de Cargas Eléctricas y Orientación del Diseño	61
3.2	Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Híbrido.....	62
3.2.1	Calculo del Parque Fotovoltaico	63
3.2.2	Calculo de Módulos Fotovoltaicos Necesarios.....	68
3.2.3	Selección de Inversor Fotovoltaico.....	69
3.2.4	Conexiones de Módulos en Inversores Fotovoltaicos	70
3.3	Selección de Inversor de Baterías y Dimensionamiento de Banco de Baterías..	71
3.3.1	Dimensionamiento de Banco de Baterías	72
3.4	Calculo de Malla de Tierra	73
3.5	Factibilidad Económica	76
3.5.1	Dimensionamiento Económico de la Propuesta	76
3.5.2	Análisis financiero	81
3.5.3	Análisis de la Proyección.....	81
3.6	Descripción Integral del Sistema.....	86
Conclusiones		94
Recomendaciones		95
Bibliografía		96
ANEXOS.....		98

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Latitud Terrestre	5
Ilustración 2 Longitud Terrestre	6
Ilustración 3 Eje Solar y Plano de la Elíptica	7
Ilustración 4 Angulo de Declinación Solar Durante 1 Año	8
Ilustración 5 Esfera Celeste	8
Ilustración 6 Elevación Solar	9
Ilustración 7 Acimut Solar	9
Ilustración 8 Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica y en la superficie	10
Ilustración 9 Tipos de Radiación Solar sobre la Superficie	12
Ilustración 10 Representación de los enlaces de átomos del silicio	14
Ilustración 11 Componentes de un panel solar.	17
Ilustración 12 Conexión Serie de Baterías	18
Ilustración 13 Conexión Paralelo de Baterías	19
Ilustración 14 Conexión Serie Paralelo de Baterías	19
Ilustración 15 Ubicación Geográfica del Instituto Oftalmológico Munguia y Área Disponible	24
Ilustración 16 Foto Real del Instituto Oftalmológico Munguia	24
Ilustración 17 Interruptor Doble Tiro DT 363UGK 100A, 3 polos	26
Ilustración 18 Datos de Placa del Interruptor Doble Tiro DT 363UGK	26
Ilustración 19 ASCO Serie 185	27
Ilustración 20 Centro de Cargas EATON 42 Espacios	28
Ilustración 21 Breaker Principal Marca EATON, 100A, 2 polos	29
Ilustración 22 Breaker CH tipo Plug-In, ramales	30
Ilustración 23 SPD de Tipo 3 instalados actualmente, algunos indican daños en su MOV	31
Ilustración 24 Generador Powermate 5000 instalado actualmente	32
Ilustración 25 Descripción de Cargas Conectadas al Centro de Distribución General	33
Ilustración 26 Grafico de Irradiación GHI, DNI, DHI en la Ubicación Geográfica de IOM	34
Ilustración 27 Mapa de Calor en la Zona IOM, GHI en periodo de un año	35
Ilustración 28 Comparación por perdidas de Suciedad y Perdidas por Sombra en referencia a GHI en la zona	36
Ilustración 29 Trayectoria del Sol en IOM descrita en el periodo de un año (1)	37
Ilustración 30 Trayectoria del Sol en IOM descrita en el periodo de un año (2)	37
Ilustración 31 Trayectoria del Sol en IOM descrita en el periodo de un año (3)	38
Ilustración 32 Diagrama Eléctrico de un Sistema PV Aislado	41
Ilustración 33 Diagrama Eléctrico de un Sistema PV Conectado a Red	42

Ilustración 34 Diagrama Eléctrico de un Sistema PV Híbrido de Alta Disponibilidad....	43
ilustración 35, Angulo de inclinación del sol.....	45
Ilustración 36, Angulo de inclinación Real.....	46
Ilustración 37 Curva de comparación de material	60
Ilustración 38 Área Propuesta para el Caso de Estudio	62
Ilustración 39 Comportamiento del VAN y TIR, Opción Venta de Energía.....	83
Ilustración 40 Comportamiento del VAN y TIR, Opción Venta de Energía y Sistema (A)	85
Ilustración 43 Disposición de Módulos PV en Techo de IOM.....	86
Ilustración 44 Distribución de Equipos en Cuarto Eléctrico IOM (1)	87
Ilustración 45 Distribución de Equipos en Cuarto Eléctrico IOM (1)	88
Ilustración 46 Conexión de Módulos en Inversor Fotovoltaico.....	89
Ilustración 47 Conexión de Inversores PV a red	90
Ilustración 48 Conexión de Banco de Baterías	92
Ilustración 49 Conexión del Inversor de Baterías.....	92

Índice de Tablas

Tabla 1 Datos de Ubicación del Instituto.....	25
Tabla 2 Datos Ambientales de la Zona	25
Tabla 3 Costo de Facturación al Año de IOM	39
Tabla 4 Cuadro de Datos de Irradiación y HSP Fuente: Propia	67
Tabla 5 Datos Técnicos del Inversor Fotovoltaico	69
Tabla 6 Datos Técnicos del Inversor de Baterías.....	71
Tabla 7 Datos Técnicos de Baterías.....	72
Tabla 8 Datos del Dimensionamiento de Malla de Tierra	73
Tabla 9 Precio de Venta de un Sistema PV Híbrido	76
Tabla 10 Desglose de Costes de un Sistema PV Híbrido	78
Tabla 11 Propuesta de Reemplazo de Aparamenta Eléctrica	79
Tabla 12 Datos de Generación PV	82
Tabla 13 Proyecciones Anuales de Facturación y Consumo Sistema PV Híbrido.....	82
Tabla 14 Energía Generada, Consumida y Vendida del Sistema Híbrido PV	82
Tabla 15 Flujo de Caja Sistema PV Híbrido.....	83
Tabla 16 Proyecciones Anuales de Facturación y Consumo Sistema PV Híbrido (A)	84
Tabla 17 Flujo de Caja Sistema PV Híbrido (A)	84

Introducción

Las energías renovables son una alternativa moderna con el fin del aprovechamiento de recursos naturales que pueden parecer inagotables como la radiación solar, esta como tal genera energía eléctrica a muy bajos costos de operación, y con un periodo de vida útil elevado en sus módulos fotovoltaicos.

Dada la importancia del ahorro energético y la creciente del uso de las energías renovables se evaluará una propuesta en el Instituto Oftalmológico Munguía para hacer uso de un sistema fotovoltaico hibrido (funcionando de manera aislada o sincronizado/conectado a la red eléctrica comercial) y, con el fin de reducir el costo energético y mantener las actividades continuas del instituto.

Este instituto no cuenta con otro tipo de suministro eléctrico que respalde o asegure el buen funcionamiento de los equipos en el momento de ser accionados a las necesidades cuando no hay energía eléctrica comercial. La idea surge debido a que los costos de energía eléctrica comercial aumentan constantemente para el sector salud y el tener otra alternativa puede reducir dichos costos y poder tener mayor disponibilidad del fluido eléctrico.

Se pretende que esta propuesta se implemente en el Instituto Oftalmológico Munguía mediante la determinación de la factibilidad del uso de este recurso, ya que es un instituto que realiza cirugías oftalmológicas y la interrupción eléctrica podría causar grandes daños humanos. La disposición, dimensionamiento y diseño se determinará mediante un estudio técnico-económico evaluando la menor cantidad de puntos de fallo del sistema.

Objetivos

Objetivo General

- Realizar Estudio Técnico - Económico de un Sistema Fotovoltaico Híbrido para el Instituto Oftalmológico Manguía en el Dpto. de Managua

Objetivos Específicos

- Determinar el tamaño y características del sistema fotovoltaico híbrido para Instituto Oftalmológico Manguía.
- Evaluar la mejor ubicación de los paneles fotovoltaicos con respecto a la radiación solar.
- Establecer los costos del equipo a instalar.
- Proyectar el consumo energético de la propuesta, antes y después del estudio
- Valorar los beneficios medio ambientales relativos al sistema a emplear.

Justificación

El Instituto Oftalmológica Munguía tiene como misión la especialidad médica que estudia y trata los problemas y enfermedades de los ojos, por su actividad en atender servicios de salud humana, es de vital importancia tener la mayor disponibilidad de la energía eléctrica para cargas de misión crítica que involucran la actividad de la clínica, por tanto, el aumento de la disponibilidad de hasta un 99% de la energía eléctrica con un sistema fotovoltaico híbrido beneficiaría la calidad en la atención y previene contingencias por falta del fluido eléctrico.

El consumo eléctrico actual de todo el sistema eléctrico de la clínica (incluyendo cargas críticas, inductivas, iluminación y fuerza) es de aproximadamente 2280kWh al mes, el dimensionamiento de la instalación validara la mejor opción técnica-económica del sistema, suministrando energía a carga parcial más cargas críticas, o solo cargas críticas. El sistema híbrido fotovoltaico contemplara conexión al sistema eléctrico, banco de baterías con capacidad de respaldo de hasta 6 horas, módulos fotovoltaicos, y Bypass de mantenimiento con el objetivo de tener la disponibilidad mencionada con anterioridad o aumentarla.

El desarrollo del proyecto determinara una correcta integración del sistema fotovoltaico al instituto oftalmológico Munguía ya que actualmente está dependiendo en un 100% de la energía eléctrica de la red comercial, siendo esta no confiables por sus fluctuaciones y su dudosa disponibilidad, eso no es conveniente para dicho instituto por su finalidad de atención continua y del personal médico que realiza las intervenciones, además, la energía producida por este sistema disminuirá parcial o en su totalidad los costos de facturación de energía eléctrica, y en futuro (cuando la ley de industria eléctrica lo permita) se podrá vender energía al sistema interconectado nacional mediante un medidor bi- direccional.

Capítulo 1. Marco Teórico

1.1 El Sol como Forma de Energía Renovable

El Sol es la fuente de energía que mantiene vivo al planeta Tierra. Emite continuamente una potencia de 62 mil 600 kilowatts (o kilovatios) por cada metro cuadrado de su superficie. Esto ha venido ocurriendo a lo largo de 4 mil 500 millones de años, y se estima que continuará así por otros 5 mil millones de años, lo cual, en términos de la existencia que ha tenido la humanidad, es prácticamente ilimitado. De hecho, en un periodo de tan sólo dos días, el planeta recibe una cantidad de energía equivalente a todas las reservas probadas que existen de petróleo, gas y carbón. Esto equivale a cerca de 60 veces el consumo anual de la sociedad humana, lo cual nos da una idea del potencial impresionante que tiene la energía del Sol para satisfacer las demandas energéticas del mundo. [4]

La electricidad es una de las formas de energía más versátiles y que mayor se adapta a cada necesidad. Su utilización esta tan extendida que difícilmente podría concebirse una sociedad tecnológica avanzada que no hiciese uso de ella.

1.1.1 Movimiento de la Tierra Respecto al Sol

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia. Es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar obtenida por el sol ya que la Tierra no se encuentra inmóvil, sino que está sometida a movimientos de diversa índole. Los principales movimientos de la Tierra se definen con referencia al Sol y son los siguientes: rotación, traslación, precesión, nutación y bamboleo de Chandler. [4]

Para conseguir este objetivo es necesario conocer un conjunto de conceptos básicos y la terminología utilizada para describir el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, definir una posición sobre la superficie de la Tierra y cuantificar la cantidad de energía solar recibida en una superficie situada en un lugar determinado.

El movimiento de rotación es un movimiento que efectúa la Tierra girando sobre el eje terrestre, que corta a la superficie en dos puntos llamados polos. Este giro es de oeste a este. Una vuelta completa, tomando como referencia a las estrellas, dura 23 horas con 56 minutos 4,1 segundos y se denomina día sidéreo. Si tomamos como referencia al Sol, el mismo meridiano pasa frente a nuestra estrella cada 24 horas, llamado día solar.

El movimiento de traslación Es el movimiento por el cual el planeta Tierra gira en una órbita elíptica alrededor del Sol en 365 días y algo menos de 6 horas. Para un observador situado en el espacio sobre el polo norte terrestre, este movimiento también es levógiro (contrario al de las manecillas del reloj), y lógicamente, visto desde polo sur terrestre, este movimiento es dextrógiro (como el de las manecillas del reloj).

1.1.2 Coordenadas Geográficas

El sistema de coordenadas geográficas es un sistema de referencia que utiliza las dos coordenadas angulares latitud (norte o sur) y longitud (este u oeste) para determinar las posiciones de los puntos de la superficie terrestre. Estas dos coordenadas angulares medidas desde el centro de la Tierra son de un sistema de coordenadas esféricas que está alineado con su eje de rotación. Estas coordenadas se suelen expresar en grados sexagesimales:

La latitud mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador. Las líneas de latitud se llaman paralelos y son círculos paralelos al ecuador en la superficie de la Tierra. La latitud es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Ecuador, medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto.

- Los polos Norte y Sur tienen latitud 90° N y 90° S respectivamente.
- Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud.
- Aquellos que se encuentran al norte del Ecuador reciben la denominación Norte (N).
- Aquellos que se encuentran al sur del Ecuador reciben la denominación Sur (S).
- Se mide de 0° a 90° . Al Ecuador le corresponde la latitud de 0°

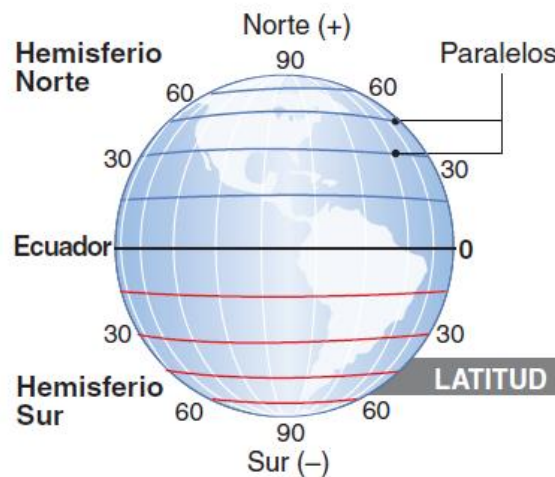


Ilustración 1 Latitud Terrestre
Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas

La longitud mide el ángulo a lo largo del ecuador desde cualquier punto de la Tierra. Se acepta que Greenwich en Londres es la longitud 0 en la mayoría de las sociedades modernas. Las líneas de longitud son círculos máximos que pasan por los polos y se llaman meridianos.

- Al meridiano de Greenwich le corresponde la longitud 0° .
- Todos los puntos ubicados sobre el mismo meridiano tienen la misma longitud.
- Aquellos que se encuentran al este del Meridiano Cero reciben la denominación Este (E).
- Aquellos que se encuentran al oeste del Meridiano Cero reciben la denominación Oeste (O).
- Se mide de 0° a 180° . Combinando estos dos ángulos, se puede expresar la posición de cualquier punto de la superficie de la Tierra.

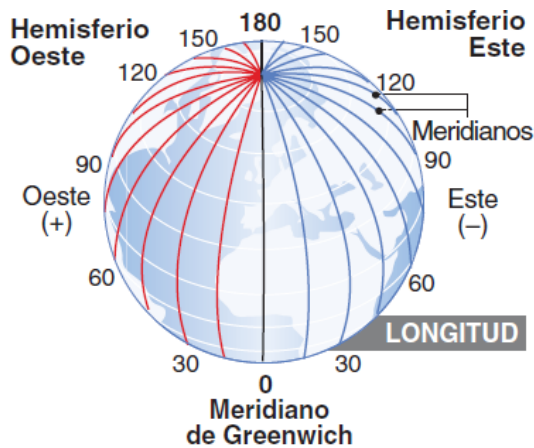


Ilustración 2 Longitud Terrestre
Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas

1.1.3 Ángulo de Salida del Sol Respecto a la Tierra

La distancia media entre la Tierra y el Sol es de aproximadamente 149 597 870 km y se utiliza para definir la unidad de distancia denominada unidad astronómica (UA). El punto más alejado de la órbita de la Tierra alrededor del Sol (1,017 UA) se llama afelio, se produce en torno al 4 de julio. El punto más cercano de la órbita (0,983 UA) se llama perihelio, se produce en torno al 3 de enero. Se puede ver que la excentricidad de la elipse es tan pequeña que prácticamente parece una circunferencia.

El sentido de rotación de la Tierra es de Oeste a Este como se deduce del hecho de que el Sol sale por el Este y se pone por el Oeste.

El eje polar de la Tierra no es perpendicular al plano de su órbita alrededor del Sol, sino que forma un ángulo de 23,45 grados con la perpendicular a dicho plano. Este plano se

denomina plano de la eclíptica porque sobre este plano teórico, donde se sitúan las órbitas de la mayoría de los planetas y satélites del Sistema Solar, se producen los eclipses.

Esta inclinación del eje polar provoca los cambios estacionales, las diferentes duraciones de las noches y los días en verano y en invierno, y también la que hace que el Sol esté más alto al mediodía, en verano que en invierno.

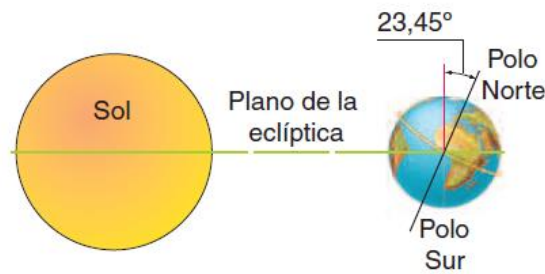


Ilustración 3 Eje Solar y Plano de la Elíptica
Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas

La Declinación solar es el ángulo entre los rayos del sol y el plano del Ecuador de la tierra. Varía por un ángulo de hasta $\pm 23^{\circ} 27'$ ($\pm 23,45^{\circ}$). Esta variación hace que los cambios de estación, con su período desigual de la luz y la oscuridad. La declinación solar alcanza su valor máximo, ($+23.45^{\circ}$) en 21 de junio. Este día se llama solsticio de verano en el hemisferio norte y solsticio de invierno en el hemisferio sur. Durante el solsticio de verano, todos los lugares al norte del Ecuador tienen longitudes de día más de doce horas, mientras que todas las localidades al sur del Ecuador tienen días longitudes menos de doce horas. El valor mínimo, (-23.45°) se alcanza en el 20 de diciembre. Este día marca el solsticio de invierno en el hemisferio norte y solsticio de verano en el hemisferio sur. Durante el solsticio de invierno, todos los lugares al norte del Ecuador tienen longitudes del día menos de doce horas, mientras que todas las localidades al sur del Ecuador tienen longitudes de día más de doce horas. La declinación es cero en el equinoccio de primavera (21 de marzo) y en el equinoccio de otoño (22 de septiembre). Durante estos días, la longitud del día, independientemente de la latitud, es exactamente 12 horas.

El ángulo de incidencia de la radiación solar depende de la posición del sol en relación con una determinada posición de la superficie terrestre en un determinado momento del año. De esta forma, una superficie absorbente podrá captar energía solar un día determinado del año (tendrá un ángulo de declinación), estará situado en un punto cualquiera de la Tierra (latitud), podrá estar inclinado con cierto ángulo respecto a la horizontal del terreno (inclinación), tendrá una cierta orientación respecto a la dirección de la meridiana (orientación) y finalmente, como el Sol se desplaza aparentemente recorriendo la eclíptica,

el ángulo de incidencia también variará a lo largo del día, por lo que se requiere conocer el ángulo horario.

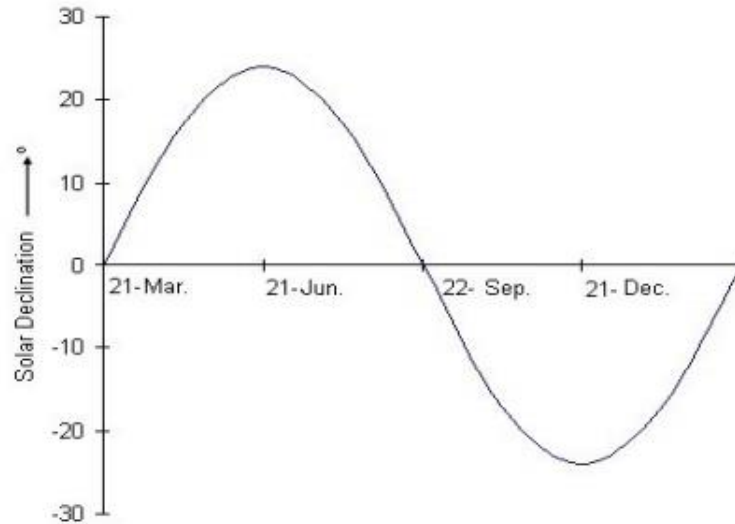


Ilustración 4 Ángulo de Declinación Solar Durante 1 Año
Fuente: Principios de Geometría Solar

El ángulo de incidencia solar es muy útil, ya que permite un cálculo relativamente simple de la incidencia de radiación sobre una superficie. Las relaciones angulares entre el incidente de la radiación solar directa sobre un plano, como una superficie de área de pared o vidrio, orientado arbitrariamente en relación con la tierra pueden describirse en términos de varios ángulos.

En el sistema de coordenadas celestes, que es similar al usado para definir la longitud y latitud terrestres, se especifica la posición del sol mediante dos Ángulos que se denominan elevación y acimut.

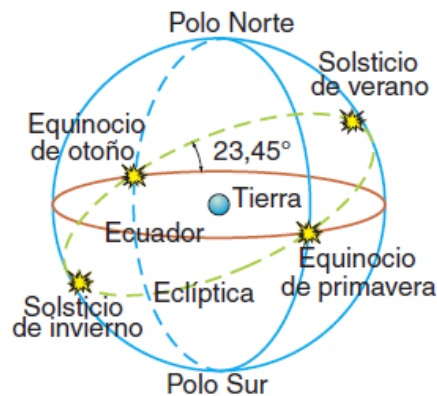


Ilustración 5 Esfera Celeste
Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas

Estas coordenadas solares se definen respecto a la dirección vertical que es la dirección que marcaría una plomada, que, apuntando hacia abajo, se dirigiría hacia el centro de la Tierra y hacia arriba interceptaría a la esfera celeste en un punto denominado cenit. La intersección con el hemisferio opuesto de la esfera celeste definiría el punto opuesto al cenit denominado nadir. Las definiciones de las coordenadas solares son:

- **Elevación solar:** es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal. Toma valores que van de $(90^\circ - \phi + \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90^\circ - \phi + \delta)$ en el solsticio de verano, siendo ϕ la latitud del lugar y δ la declinación.

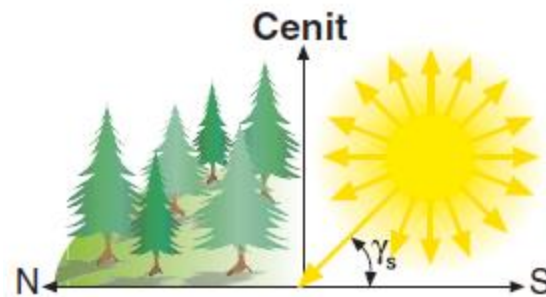


Ilustración 6 Elevación Solar
Fuente: Instalaciones Solares y Fotovoltaicas

- **Acimut solar:** ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el Sur en el hemisferio norte y el Norte en el hemisferio sur. Tiene valores positivos de 0 a 180° hacia el Oeste y negativos de 0 a -180° hacia el Este.

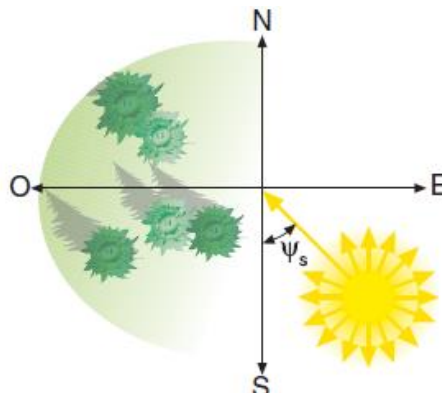


Ilustración 7 Acimut Solar
Fuente: Instalaciones Solares y Fotovoltaicas

1.2 Radiación Solar

La energía solar resulta del proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el sol. Esta energía es el motor que mueve nuestro medio ambiente, siendo la energía solar que llega a la superficie terrestre 10.000 veces mayor que la energía consumida actualmente por toda la humanidad.

La radiación es transferencia de energía por ondas electromagnéticas y se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la Tierra desde el Sol.

La longitud de onda y la frecuencia de las ondas electromagnéticas, son importantes para determinar su energía, su visibilidad y su poder de penetración. Todas las ondas electromagnéticas se desplazan en el vacío a una velocidad de 299.792 Km/s.

Estas ondas electromagnéticas pueden tener diferentes longitudes de onda. El conjunto de todas las longitudes de onda se denomina espectro electromagnético. El conjunto de las longitudes de onda emitidas por el Sol se denomina espectro solar.

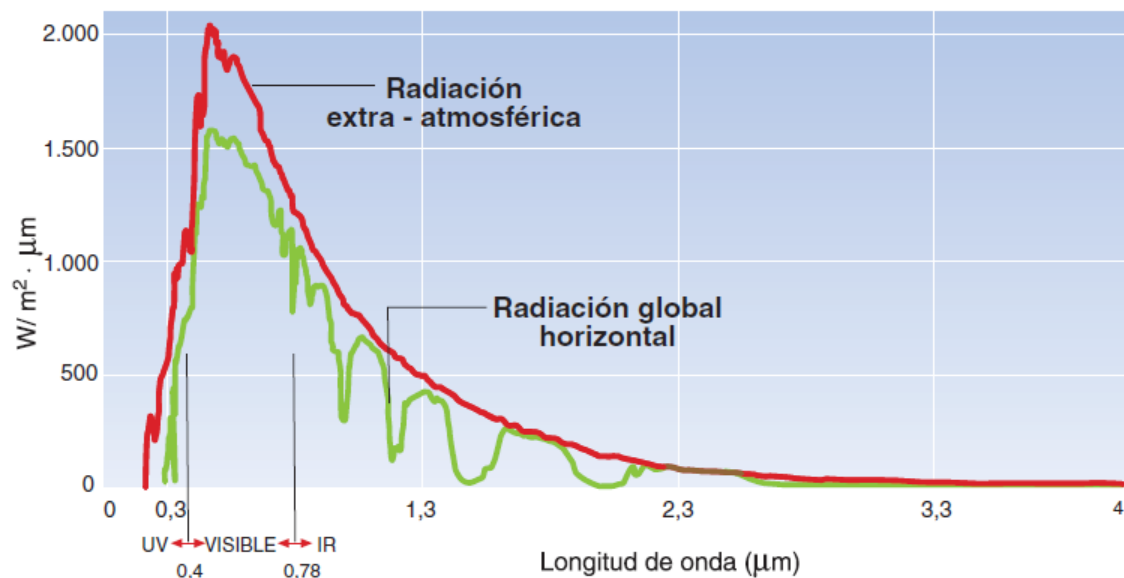


Ilustración 8 Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica y en la superficie
Fuente: Instalaciones solares y fotovoltaicas

La proporción de la radiación solar en las distintas regiones del espectro es aproximadamente:

Ultravioleta: 7%

Luz visible: 43%

Infrarrojo: 49%

El resto: 1%

Una pequeñísima parte de la energía radiada por el Sol es interceptada por la Tierra, situada a unos 150 millones de km de distancia. La irradiancia solar es la magnitud empleada para indicar el valor de la radiación incidente en una superficie. En el caso del Sol, se define como la energía solar recibida por cada m² en un segundo. Para un día claro de verano al mediodía en España se reciben del orden de 800 W sobre un m² de una superficie horizontal. A lo largo de un día despejado varía, sobre todo, por la inclinación de los rayos solares. Esta inclinación es mayor en invierno, disminuyendo entonces la irradiancia solar.

La irradiancia solar en la cima de la atmósfera, en dirección perpendicular a los rayos solares, tiene un valor medio de 1.367 W/m². Este valor se denomina constante solar porque se mantiene prácticamente constante durante decenas o centenares de años, ya que, al ser básicamente dependiente de factores astronómicos o astrofísicos, su variación es muy lenta.

A su paso por la atmósfera, la radiación solar se atenúa debido a procesos de absorción y difusión que producen los gases y partículas de la atmósfera y las nubes. La irradiancia solar incidente en el suelo no suele superar los 1.000 W/m², dependiendo mucho del lugar, la hora del día, época del año y estado del cielo.

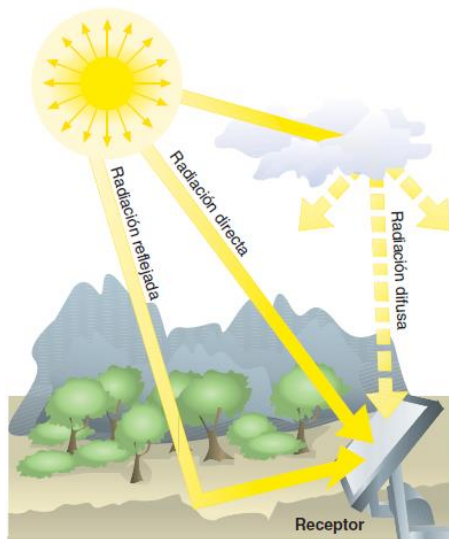
1.2.1 Tipos de Radiación Sobre la Atmosfera

La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad, y otras previsibles, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por los movimientos de la Tierra.

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

- **Radiación directa.** Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

- **Radiación difusa.** Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.
- **Radiación reflejada.** La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
- **Radiación global.** Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones.



*Ilustración 9 Tipos de Radiación Solar sobre la Superficie
Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas*

1.3 Efecto Fotovoltaico

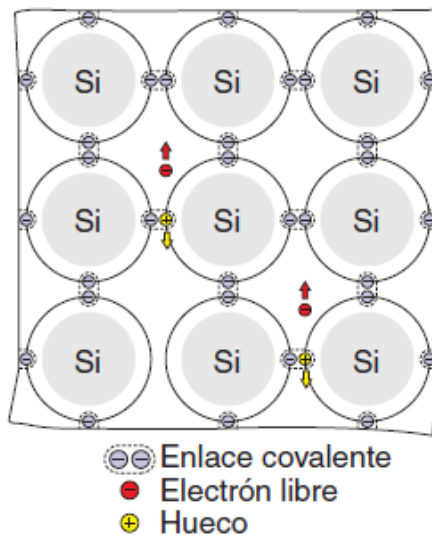
La transformación de la energía solar en electricidad se llama conversión fotovoltaica y es resultado del “efecto fotovoltaico”. Este efecto se lleva a cabo en dispositivos opto electrónicos conocidos como celdas solares. Cuando estos dispositivos absorben la radiación solar, se genera de manera instantánea un voltaje de corriente directa en sus terminales y, si a estas se conecta una resistencia fluirá una corriente, evidenciando con ello la generación de potencia eléctrica con la que se produce trabajo. [1]

Las células solares se fabrican con semiconductores. Los semiconductores son elementos sólidos que tienen una conductividad eléctrica inferior a la de un conductor metálico pero superior a la de un buen aislante. El semiconductor más utilizado es el silicio.

El efecto fotovoltaico se inicia en el momento en el que un fotón impacta con un electrón de la última órbita de un átomo de silicio. Éste último electrón se llama electrón de valencia y recibe la energía con la que viajaba el fotón. el fotón no es otra cosa que una partícula de luz radiante.

Si la energía que adquiere el electrón supera la fuerza de atracción del núcleo (energía de valencia), este sale de su órbita y queda libre del átomo y, por tanto, puede viajar a través del material. En este momento, diríamos que el silicio se ha hecho conductor (banda de conducción) y, para hacer esto, hace falta que la fuerza de impacto de un fotón sea, como mínimo, de 1.2V.

Cada electrón liberado deja atrás un agujero, o espacio libre, hasta que lo ocupe un electrón que ha saltado de otro átomo. Estos movimientos de los electrones liberados o de los espacios que dejan atrás es lo que se llaman cargas eléctricas.



*Ilustración 10 Representación de los enlaces de átomos del silicio.
Fuente: Instalaciones Solares y fotovoltaicas*

Esta corriente de cargas puede alcanzar los contactos y salir del material con el fin de realizar un trabajo útil. Para que esto suceda de manera constante y regular, es necesario que exista la presencia de un campo eléctrico de polaridad constante. Este campo polariza las partículas y actúa como una verdadera bomba que impulsa los electrones en un sentido y, los hoyos, en el opuesto.

En las células solares convencionales, el campo eléctrico (0.5 V) se forma gracias a una unión P-N, es decir, una zona del material tiene exceso de electrones (carga negativa), mientras que la otra tiene carencia de ellos (carga positiva), de modo que al ser liberado un electrón es impulsado a través del material hasta los conductos de plata, de baja resistividad.

Los electrones y huecos que se generan al iluminar un semiconductor se mueven por su interior aleatoriamente, cada vez que un electrón encuentra un hueco, lo ocupa y libera la energía adquirida previamente en forma de calor, esto se llama recombinación de un par electrón-hueco. Este proceso no tiene ninguna utilidad si no se consigue separar los electrones y los huecos de manera que se agrupen en diferentes zonas para formar un campo eléctrico, de forma que el semiconductor se comporte como un generador eléctrico. Si de alguna forma se consigue mantener esta separación y se mantiene constante la iluminación aparece una diferencia de potencial. Esta conversión de luz en diferencia de potencial recibe el nombre de efecto fotovoltaico. Para conseguir la separación de electrones y huecos se utiliza una unión de semiconductores P y N.

1.4 Componentes del Sistema Fotovoltaico

1.4.1 Componentes del Módulo Fotovoltaico

Cubierta de Vidrio

Vidrio templado y antireflectante con cualidades de transmisión de luz a más de 90%, resistente a la abrasión e impactos de naturaleza "antibalas". Es importante está cubierta porque reduce significativamente el reflejo, de manera que entra más luz en la célula solar, lo cual se traduce en una mayor conversión de potencia.

Los fabricantes de paneles se decantan cada vez más por los revestimientos antirreflectantes y garantizan un óptimo equilibrio entre rendimiento óptico, resistencia y costes. Gracias a su aplicación por una sola cara, se consigue también una correspondencia perfecta entre el índice de refracción del aire y del vidrio, al mismo tiempo que se impide el desequilibrio entre el índice de refracción del vidrio y de la capa de EVA (etileno vinil acetato) que algunos usan como revestimientos en ambos lados. [2]

Láminas de Plexiglás

Mucho más flexible que el vidrio templado pero considerado como "vidrio orgánico" porque son efectivamente láminas de vidrio polimerizado con resinas y compuestos acrílicos. Tiene propiedades mecánicas de gran estabilidad a los agentes atmosféricos y químicos.

Marco de aluminio o de acero inoxidable

Se usan tornillos y anclajes para asegurar la rigidez del panel en sí. Yo he fabricado con marcos de madera tornillo totalmente seco para lograr también la rigidez exigida y sobre todo resistencia a la humedad del ambiente (en caso de madera)

Células Solares

El corazón del mismo módulo, la razón de su calidad coladas en filas y columnas, unos seguidos de otros en grupos por panel cuya cantidad varía ampliamente por la naturaleza y objetivos a rendir su energía desde un simple cargador de pilas de 1.5V hasta mega producciones tanto en forma independiente como formando parte de las redes eléctricas convencionales.

Las células solares están formadas por materiales semiconductores como el silicio, arseniuro de galio, telurio de cadmio o Diseleniuro de cobre. Se utilizan estos semiconductores porque sus átomos son muy sensibles a la energía de los fotones de la radiación solar incidente cuya longitud de onda está entre 0,35 y 3 micrómetros, la gran mayoría de las células fabricadas son de silicio. Las células que más se utilizan son las de silicio monocristalino, silicio policristalino y las de silicio amorfo.[2]

Célula solar en circuito abierto

Tensión de circuito abierto: que es máximo valor de tensión en extremos de la célula Y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga. La tensión en circuito abierto corresponde a la cantidad de polarización directa sobre la célula solar debido a la polarización de la unión de células solares con la corriente generada por la luz

Célula solar en cortocircuito

La corriente de cortocircuito está definida como el máximo valor de corriente que circula por la célula y se da cuando la célula está en cortocircuito.

Célula solar conectada en un receptor

Si unimos la parte N con la P mediante un receptor (una bombilla, una batería, etc.) la corriente eléctrica atraviesa el receptor. En este caso se dice que está en carga.

La diferencia de potencial en el receptor será el producto de la intensidad producida por la célula, por la resistencia del receptor. Si la resistencia es muy grande, habrá una acumulación mayor de portadores en la unión PN, aumentando la diferencia de potencial sobre la resistencia e incrementando la recombinación de portadores en la célula. Si la resistencia es pequeña, la mayoría de los portadores circularán por el circuito exterior, reduciendo la acumulación de portadores en la unión PN y disminuyendo la diferencia de potencial sobre la resistencia.

Plancha Base

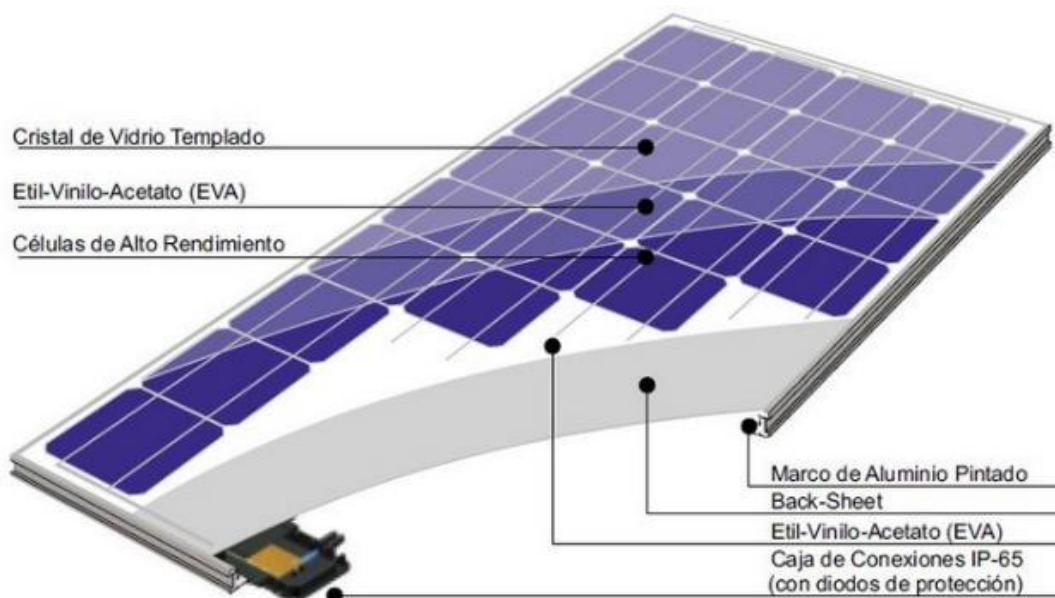
Consisten en una simple estructura en forma de caja, en forma de fondo que puede ser de madera, de aluminio o de vidrio cuyo tamaño varía acorde al número y tamaño de células.

Salida línea a tierra

Estar preparado para adversidades atmosféricas sobre todo cuando se instalen más módulos de mayor potencia porque estamos sujetos a las derivaciones eléctricas. Obviamente se tiene que utilizar enchufes con ´tomas de tierra`.

Caja de terminales

Pequeña caja que va asegurada en la parte posterior del panel y cuenta con bornes de salida para la conexión del panel con otros como batería, regulador o carga directa de consumo. Es usado para corriente eléctrica derivada producida por el panel donde está asegurada y debe ser resistente a cambios de clima rigurosos.



*Ilustración 11 Componentes de un panel solar.
Fuente: Energia Solar - Eliseo Sebastian*

1.4.2 Baterías

En los sistemas fotovoltaicos las baterías o acumuladores se utilizan principalmente como sistema de almacenamiento energético, debido al desplazamiento temporal que puede existir entre los periodos de generación (durante el día) y los periodos de consumo (durante la noche), permitiendo la operación de las cargas cuando el generador FV¹ por sí mismo no puede generar la potencia suficiente para abastecer el consumo. No obstante, también se pueden utilizar para otros cometidos tales como estabilizadores de voltaje o corriente y

¹ FV: Fotovoltaico

para suministrar picos de corriente (en el arranque de motores). Las baterías se utilizan habitualmente en la mayor parte de los sistemas FV autónomos (aunque hay excepciones, tales como los sistemas de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica) y en general no se utilizan en sistemas conectados a la red eléctrica.

La gran mayoría de las baterías del mercado son de Plomo-ácido (Pb-a), las cuales se adaptan bien a la operación en sistemas FV siempre y cuando se pueda realizar un mantenimiento adecuado. Se pueden encontrar baterías de Plomo-Calcio (Pb-Ca) y Plomo-Antimonio (Pb-Sb). Las primeras necesitan menor mantenimiento y tienen menor autodescarga, mientras que las segundas se deterioran menos en el ciclado diario y presentan mejores prestaciones para niveles bajos de carga.

Habitualmente se suelen utilizar dos tipos de baterías para aplicaciones fotovoltaicas: Plomo-ácido y Níquel-Cadmio. Debido a motivos de coste es más habitual la utilización de baterías de plomo-ácido, aunque las de Níquel-Cadmio se utilizan en ocasiones en aplicaciones profesionales en las que el coste no es un parámetro definitivo. Las baterías de Níquel-Cadmio presentan ventajas respecto de las de Plomo-ácido como son la posibilidad de sufrir descargas profundas o permanecer largos periodos en baja carga sin sufrir deterioro. También cabe destacar una menor autodescarga y un menor mantenimiento.

Existen otros tipos de baterías, como las de Níquel-Hierro (Ni-Fe), Níquel-Zinc (Ni-Zn), Zinc-Cloro (Zn-Cl₂) o Ion- Litio (i-Li), que no presentan en la actualidad características apropiadas o poseen costos muy elevados para su utilización en sistemas fotovoltaicos.

Las baterías suelen estar formadas por elementos de dos voltios que conectados en serie y posteriormente al generador FV esté bien realizado. Un exceso de capacidad de almacenamiento respecto de la capacidad de generación del generador FV daría lugar a la batería tendría dificultades en poder cargarse completamente. Por el contrario, una baja capacidad de batería da lugar a poca autonomía y se corre el riesgo de quedarse sin suministro de energía en caso de ausencia de radiación solar.

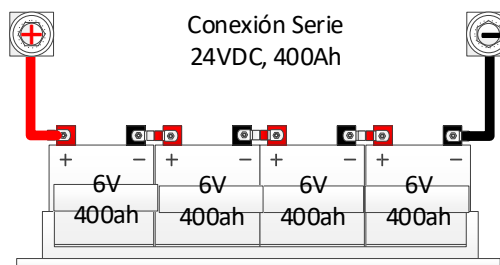
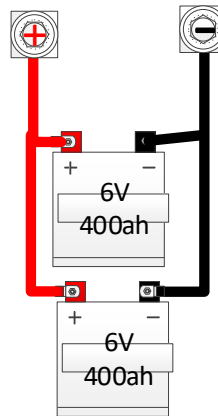


Ilustración 12 Conexión Serie de Baterías

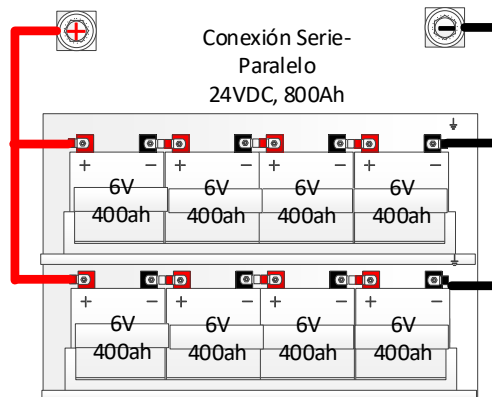
Fuente: Propia



Conexión Paralelo
6VDC, 800Ah

Ilustración 13 Conexión Paralelo de Baterías

Fuente: Propia



Conexión Serie-
Paralelo
24VDC, 800Ah

Ilustración 14 Conexión Serie Paralelo de Baterías

Fuente: Propia

1.1.1.1 Etapas de Carga

Etapas Bulk:

En esta primera etapa se suministra corriente a la batería a intensidad máxima, de manera que el voltaje (tensión) aumenta rápidamente hasta llegar aproximadamente a 12,6 V, y después poco a poco hasta el primer límite de voltaje. Una vez alcanzado este límite la batería está cargada un 80-90%, a partir de este punto la absorción de corriente de carga se reduce rápidamente, estamos ahora a un potencial de 14,4-14,8 V según la batería. Si se desea cargar un banco de baterías el límite de voltaje se situaría entre un 10-20% de la intensidad nominal de la batería, es decir, entre

100-200 A para un banco de baterías de 1000 A/h. En esta etapa el regulador de carga que se sitúa entre el panel y el acumulador no juega ningún papel, pues la corriente se suministra a intensidad máxima, pero sin él la fase Bulk sería permanente y la corriente proveniente de los paneles solares podría destruir la batería por sobrecarga.

Etapas de Absorción:

En esta fase la corriente de carga disminuye lentamente hasta que la batería se carga al 100%. En esta etapa trabajamos al voltaje alcanzado al final de la etapa Bulk, denominado límite de absorción. Es importante conocer los valores de los voltajes utilizados con exactitud y siempre en conformidad a las indicaciones del fabricante. La finalidad de esta etapa es recuperar el electrolito, que puede haberse visto alterado en procesos de descarga profunda, así pues, en baterías que hayan sufrido una descarga profunda prolongada, la fase de absorción será más larga para asegurarnos de recuperar el electrolito por completo.

Etapas de Flotación:

En esta fase la batería ya está cargada al 100% y lo que se hace es proporcionar la corriente necesaria para compensar la autodescarga, de manera que permanezca al 100%. Se trabaja a potenciales bajos y constantes. Si pretende almacenarse la batería el voltaje de flotación no puede variar más de un 1% respecto del recomendado por el fabricante. Para baterías líquidas se recomienda proporcionar voltajes entre 12,9-14 V, aunque no es recomendable la inutilidad de la batería durante periodos largos (meses). En cambio, las baterías de gel pueden ser dejadas en fase de flotación durante periodos largos sin problemas.

Etapas de Ecualización:

tiene como fin el ascenso del gas dentro del ácido (electrolito) haciendo que la disolución llegue a ser homogénea; por esto también se denomina etapa de gaseo. De esta forma evitamos que en la parte inferior no haya una densidad mayor que pueda provocar la sulfatación de las placas. Tras esta etapa conseguimos que todas las celdas tengan el mismo voltaje. El controlador puede realizar esta etapa cada cierto periodo de tiempo, si se pretende hacer a mano conviene llevarla a cabo si se detecta disparidad de valores en la densidad del electrolito.

1.1.1.2 Tipos de Baterías

Baterías de electrolito gelificado

Este tipo de batería presenta un funcionamiento cíclico de alta calidad, lo que hace que sean ideales para instalaciones de tamaño mediano / grande cuyo propósito de funcionamiento sea largos períodos de tiempo. También son adecuados para sistemas cuyo mantenimiento sea complicado de realizar. El componente de gel se debe a la mezcla del electrolito con sílice, que luego se queda con la consistencia de gel.

Baterías estacionarias

Este tipo de batería solar fotovoltaica es perfecta para instalaciones con consumo diario de forma continua y por largos períodos de tiempo. Unas baterías con una vida útil superior a los 20 años. Permiten grandes ciclos de descarga diarios, con resultados excelentes para cualquier tipo de consumo.

Baterías de litio.

Las baterías de litio permiten la descarga completa, es decir, del 100% de su potencia. Por ejemplo, una batería de litio de 200Ah se puede cargar al 100%, al contrario que otras como AGM o gel no permiten cargas superiores al 80/90%, luego no se descargan totalmente. Y es esta característica la que hace que el proceso de carga sea más rápido que otros tipos de batería. Además, permite varios procesos de descarga (hasta 6000 ciclos al 90%). Otra ventaja de las baterías de litio es su sistema de gestión interna y servicio ininterrumpido. Es decir, tienen una fuente de alimentación autónoma que se activa en caso de corte en la fuente de alimentación principal.

1.4.3 Controlador de Carga

El controlador fotovoltaico trabaja como un regulador de voltaje. La principal función es evitar que la batería sea sobrecargada por el sistema de paneles y protegerla de que se descargue demasiado por las cargas de consumo de corriente directa.

El controlador monitorea constantemente el voltaje de la batería, cuando las baterías están completamente cargadas, el controlador detendrá o disminuirá la cantidad de corriente que circule desde los paneles hacia las baterías. Cuando las baterías se descargan a un nivel muy bajo, desconectarán la corriente que fluye de las baterías a los aparatos conectados (cargas de consumo).

Si se usa más de un controlador, es necesario dividir el arreglo en subarreglos. Cada subarreglo será conectado a su propio controlador y todos ellos conectados al banco de baterías.

1.1.1.1 Topología de Funcionamiento PWM y MPPT

PWM:

El regulador tipo PWM (Pulse Width Modulation o Modulación por Ancho de Pulso) funciona como un interruptor entre los paneles y las baterías. Toma la energía de los módulos fotovoltaicos y regula la amplitud de onda producida para mantener el voltaje dentro de los parámetros requeridos (12, 24 o 48 voltios normalmente), y es importante notar que la tensión de los módulos debe corresponder con la del banco de baterías y/o el inversor.

Las ventajas de este tipo de reguladores son la sencillez, su reducido peso, tamaño y el precio. La desventaja principal es la pérdida de rendimiento, es decir un regulador de carga PWM va a extraer menos energía de un campo fotovoltaico que un regulador de carga MPPT, por lo que se necesitan más paneles para sacar la misma producción, aunque en una instalación pequeña la diferencia es mínima.

En los sistemas que utilizan PWM es importante el correcto dimensionamiento, si se subestima la energía generada las baterías no llegarán a recuperar la carga durante las horas de incidencia solar, y por consecuencia se producirán descargas profundas o completas del banco de almacenamiento, algo que se debe evitar para cuidar la vida útil de las baterías.

La energía excedente en un regulador PWM se descarta.

Si el regulador recibe más energía que la necesaria para abastecer las baterías, o el consumo requerido, recortará el excedente mediante micro-interrupciones en forma de pulsos.

MPPT:

Los reguladores MPPT (Maximum Power Point Tracker o Seguidor de Punto Máximo de Potencia) se consideran inteligentes en comparación al PWM, ya que no solo regulan el paso de energía requerida por el sistema, también utilizan el excedente de energía para aumentar la corriente, evitando las pérdidas. Lo cual permite extraer el máximo de energía realizando un seguimiento de tensión del punto de máxima potencia al variar las condiciones climáticas.

Condiciones que limita la eficacia de MPPT:

El V_{mp} de un módulo solar disminuye a medida que la temperatura de los módulos aumenta. En un clima muy caliente, el V_{mp} puede estar cerca o incluso menos de voltaje de la batería. En esta situación, habrá muy poca o ninguna ganancia MPPT en comparación con los controladores tradicionales. Sin embargo, los sistemas con módulos de alto voltaje nominal que el banco de baterías siempre tendrá un rango V_{mp} mayor que el voltaje de la batería. Además, el ahorro en el cableado debido a la reducción de corriente solar, hace que el MPPT valga la pena, incluso en climas cálidos.

Capítulo 2. Metodología de Implementación

2.1 Introducción

La metodología de implementación describirá inicialmente las condiciones del lugar de estudio, relacionadas a la implementación e integración de un sistema fotovoltaico híbrido que respalde la carga eléctrica nominal del Instituto Oftalmológico Munguía.

El dimensionamiento y diseño del sistema tendrá como prioridad disminuir los puntos críticos de fallo y aumentar la disponibilidad, confiabilidad de la energía generada y consumida, la razón, son las constantes fluctuaciones de energía comercial en la zona, además por la actividad del Instituto (servicios a la salud humana) la energía eléctrica no debe ser prescindible ya que ocasionaría daños irreversibles a las personas que asisten.

El estudio definirá la factibilidad económica de la instalación, evaluando los costos del proyecto, retorno de inversión, tiempo de recuperación, entre otros, basándose en escenarios de venta de energía y autoconsumo, los costos se evaluarán de acuerdo a cotizaciones actuales del mercado.



Ilustración 15 Ubicación Geográfica del Instituto Oftalmológico Munguía y Área Disponible
 Fuente: Propia

El Instituto Oftalmológico Munguía está ubicado en la ciudad de Managua geográficamente en la latitud 12° 7'5.79"N, longitud 86°16'2.51"O, posee un área total de 1254m², cuenta con disponibilidad en techo con área de 128m². La orientación geográfica del edificio corresponde hacia punto cardinal Norte.



Ilustración 16 Foto Real del Instituto Oftalmológico Munguía
 Fuente: Propia

Tabla 1 Datos de Ubicación del Instituto

Datos de Ubicación	
País	Nicaragua
Ciudad	Managua
Lugar	Clínica Munguia
Longitud	-86.26734722
Latitud	12.11849444

Tabla 2 Datos Ambientales de la Zona

Datos Ambientales	
Temperatura (°C)	32
V, del Viento (m/s)	3.2
Elevación SNM (m)	103

2.2 Condiciones de la Instalación Actual

El Instituto Oftalmológico Munguia con “21” años de fundación, cuenta con una instalación eléctrica que se describirá en diferentes sistemas como, distribución, protección y respaldo, con el objetivo de validar las condiciones de implementación y explicar las necesidades de una correcta instalación.

El servicio eléctrico comercial posee una configuración Split-phase 110V/220V, 60Hz, con una demanda máxima de 10.72kVA provenientes de un banco de transformadores de 3X””, la acometida eléctrica principal se compone de conductores THHN #2 AWG que soporta una corriente máxima de 130A a 90°C.

A continuación, se describirá de forma detallada los distintos sistemas que conforman el sistema eléctrico.

2.2.1 Sistema de Distribución

La distribución principal se realiza a partir de un Interruptor Doble Tiro DT 363UGK con capacidad de 100A, y voltaje de funcionamiento máximo de 600VCA, 3 polos, el gabinete es certificado NEMA 1 para uso interior.



*Ilustración 17 Interruptor Doble Tiro DT 363UGK 100A, 3 polos
Fuente: Propia*

VOLTIOS	CAPACIDADES EN HP			CD
	1 FASE	3 FASES		
240 C.A.	20	40		20
480 C.A.	40	75		
600 C.A.	50	100		
250 C.D.				

USAR CUALESQUIERA 2 POLOS PARA CD
O CORRIENTE ALTERNA MONOFASICA

Ilustración 18 Datos de Placa del Interruptor Doble Tiro DT 363UGK

La utilidad del interruptor doble tiro DT 363 UGK es la transición de entre fuente A y B, siendo A el servicio de energía comercial y B un generador de emergencia portátil. El funcionamiento del DT 363 UGK es mecánico utilizando una palanca de accionamiento, el cambio de fuentes posee paso por cero voltios, es decir durante un lapso de tiempo (transición mecánica entre fuentes) ofreciendo nula disponibilidad.

La seguridad a la carga crítica conectada aguas abajo del interruptor DT 363 UGK no es confiable debido a que es un equipamiento tosco, sin control/automatización local, con orientación dirigida hacia otra utilidad, la razón es que no dispone de condicionantes para

transferir a fuentes como los relacionados a umbrales de alto, bajo voltaje y condiciones de frecuencia no deseadas, y tampoco logra un encendido automático del generador, por tanto, da paso al error humano debido a que no es manipulada por personas no capacitadas en el tema.

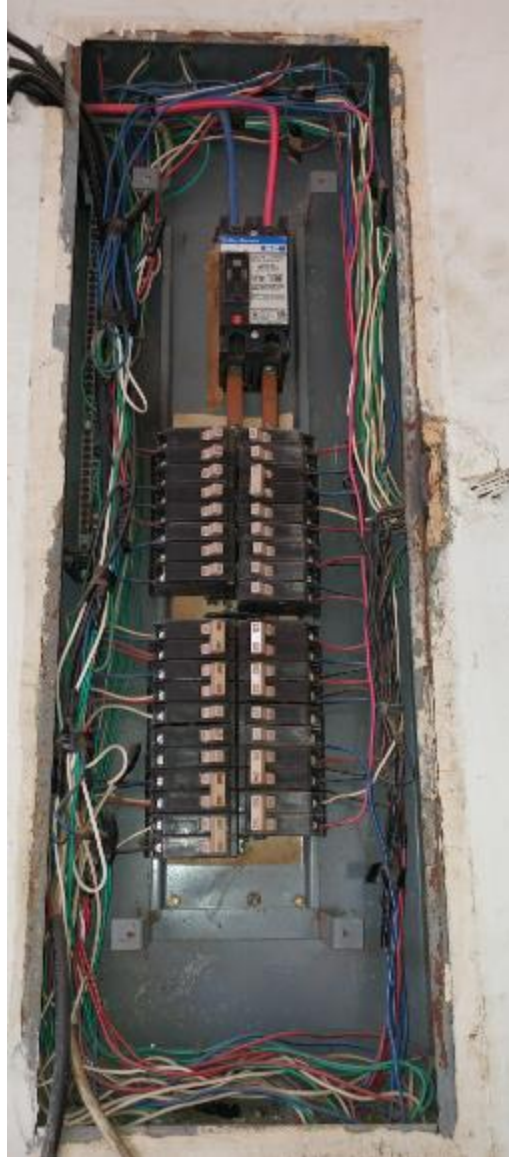
La condición actual puede ocasionar desgastes, disminución de vida útil y daños irreparables a las cargas de misión crítica conectadas aguas abajo del interruptor por transferir de fuente en condiciones no adecuadas. Es recomendable el cambio del interruptor por una transferencia automática de contactores comunes que posea la capacidad de gestión, configuración y condicionantes para cambio entre fuentes, por irregularidades o ausencia de voltaje y frecuencia.

Se sugiere la marca ASCO modelo 185A2100F4C, de tipo NEMA, monofásico (2 polos) con capacidad de transferencia en 100A.



*Ilustración 19 ASCO Serie 185
Fuente: ASCO*

Posterior al interruptor DT 363 UGK siguiendo linealidad inferior en su instalación, se encuentra la distribución de cargas eléctricas, realizada con un centro de cargas monofásico con barras de 200A, con 42 espacios de distribución marca EATON protegidos por breaker principal de caja moldeada, 2 polos, y capacidad de 100A a 21kA interruptivos.



*Ilustración 20 Centro de Cargas EATON 42 Espacios
Fuente: Propia*

Se evidencia un claro desgaste en la envolvente del Centro de Cargas, las barras no muestran sobrecalentamiento debido a que su capacidad está limitada por el breaker principal. En dicho Centro de Cargas se distribuye toda el equipamiento eléctrico, electrónico, equipo informático, equipo médico, y cargas eléctricas en general del IOM.

Es recomendable separar en centros de cargas distintos las cargas esenciales de las generales, con el objetivo de gestionar, proteger y manipular de forma adecuada el equipamiento de uso crítico, además de implementar un sistema que mejore la disponibilidad en el equipamiento de uso médico con énfasis a un mejor servicio que cuide la integridad de las personas que asisten.

2.2.2 Sistema de Protección

La distribución de cargas eléctricas realizada desde el centro de cargas CH cuenta con protecciones de tipo principal y ramal. El breaker principal tiene como objetivo proteger las barras de cobre de las fases (L1 y L2) contra cortocircuito y sobre corriente además de despejar alguna falla proveniente del servicio eléctrico comercial o de los circuitos ramales, esta protección esta dimensionada a 100A y con capacidad interruptiva de 21kA



*Ilustración 21 Breaker Principal Marca EATON, 100A, 2 polos
Fuente: Propia*

Los breaker tipo ramal son parte de la distribución de 42 espacios del centro de cargas, están dirigidas a protección de las cargas eléctricas de baja demanda de corriente, el montaje es de tipo plug-in, y sus capacidades oscilan entre 15A a 20A en configuración de 1 o 2 polos, todos poseen una capacidad interruptiva de 10kA con funciones de protección contra cortocircuito y sobrecorrientes, la primera es despejada mediante apertura manejada por un electroimán que se aloja dentro del breaker ramal, y la segunda por un material bimetálico que acciona el mecanismo de disparo por deformación del bimetálico al estar sometido a temperatura (ocasionada por exceso de corriente).



*Ilustración 22 Breaker CH tipo Plug-In, ramales
Fuente: Propia*

El sistema de protección también cuenta con supresores de transientes (SPD²) de tipo 3³ directamente conectados a los breaker de las cargas críticas, algunos de los SPD se encuentran dañados, indicando que los MOV⁴ se han descargado. Su funcionamiento es disipar los efectos transitorios de voltajes (periodos muy cortos en el orden de mili o micro segundos donde la magnitud del voltaje incrementa desmesuradamente) en el sistema de puesta a tierra mediante la utilización de resistencias variables, que funcionan como una baja impedancia durante el transiente y una alta impedancia en condiciones normales.

² SPD: Surge Protector Device (Dispositivo Protector de Transientes)

³ Supresores de Transientes de Tipo 3: Son SPD de baja capacidad de descarga y están ubicados directamente a las cargas sensibles

⁴ MOV: Metal Oxide Varistor (Varistor Oxido Metalico) Resistencia variable utilizada como supresor de transientes



Ilustración 23 SPD de Tipo 3 instalados actualmente, algunos indican daños en su MOV

2.2.3 Sistema de Respaldo

El sistema de respaldo⁵ de IOM es actualmente mediante un generador portable monofásico 120V/240V, con capacidad de 5kW, el cual proporciona a una autonomía de 11 horas al 50% de la carga, esta transición entre fuentes posee un paso por cero voltios por motivos del interruptor descrito en el inciso 2.2.1.

El motor-generador portable de baja capacidad por su construcción y diseño la utilidad se basa en respaldo de sistemas temporales de baja capacidad y con funcionamiento en cortos periodos de tiempo, siendo limitante el sistema de ventilación (mediante circulación de aire a temperatura ambiente) que carece de una adecuada refrigeración para funcionamiento continuo, por tanto durante periodos prologando el recalentamiento puede ocasionar disminución de la potencia de salida, apagado repentino del generador, daños irreparables al sistema motor generador, entre otros, por tanto el sistema de respaldo actual no es confiable.

⁵ Sistema de Respaldo: Encargado de suministrar energía durante el servicio eléctrico comercial está inhabilitado, este no necesariamente protegerá la carga contra parámetros eléctricos de calidad de la energía.



*Ilustración 24 Generador Powermate 5000 instalado actualmente
Fuente: Propia*

2.2.4 Censo de Carga

Las condiciones actuales del sistema eléctrico descrito en incisos anteriores fueron dimensionadas para distribuir la energía hacia cada una de las ares de interés. La demanda máxima actual de potencia aparente es de 10.72kVA a un voltaje monofásico de 110V/220V, a 60Hz de frecuencia, este valor es estimado en un periodo de un año.

Las cargas de distribución que se ramifican desde un centro de cargas de marca EATON de 42 espacios y barras de cobre con capacidad de 225A monofásico, la descripción de las cargas se muestra en la ilustración siguiente:

1	2
3	4
5	6
7	8
9	10
11	12
13	14
15	16
17	18
19	20
21	22
23	24
25	26
27	28
29	30
31	32
33	34
35	36
37	38
39	40
41	42

HECHO EN COSTA RICA POR

Ilustración 25 Descripción de Cargas Conectadas al Centro de Distribución General
Fuente: Propia

Las indicaciones son poco legibles, sin embargo, en las posiciones 21_23, 22_24, 25_27, 26_28, 34_36, y 35_37 se encuentran 6 consultorios médicos y la diferencia son cargas de uso general, los 6 consultorios médicos serán definidos como cargas críticas y actualmente no poseen un sistema de respaldo que ofrezca total disponibilidad ante cortes en el servicio eléctrico. Las cargas críticas poseen una demanda máxima conjunta de 5kW.

2.3 Potencial Fotovoltaico

De acuerdo a estudios realizados por el Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER) en documento titulado “Característica Climática del Departamento de Managua”, la ciudad de Managua posee condiciones adecuadas para la explotación de la energía solar, por tanto se reafirmara estos datos, analizando el punto geográfico de acción de la irradiación solar, siendo en las coordenadas geográficas del Instituto Oftalmológico Munguia [IOM] 12.1184,-862673 latitud y longitud respectivamente.

De acuerdo NREL⁶ la radiación en la zona de IOM referente a su división en GHI⁷, DNI⁸, DHI⁹, son 5.72kW/m²/día, 5.42kW/m²/día y 2.09 kW/m²/día respectivamente.

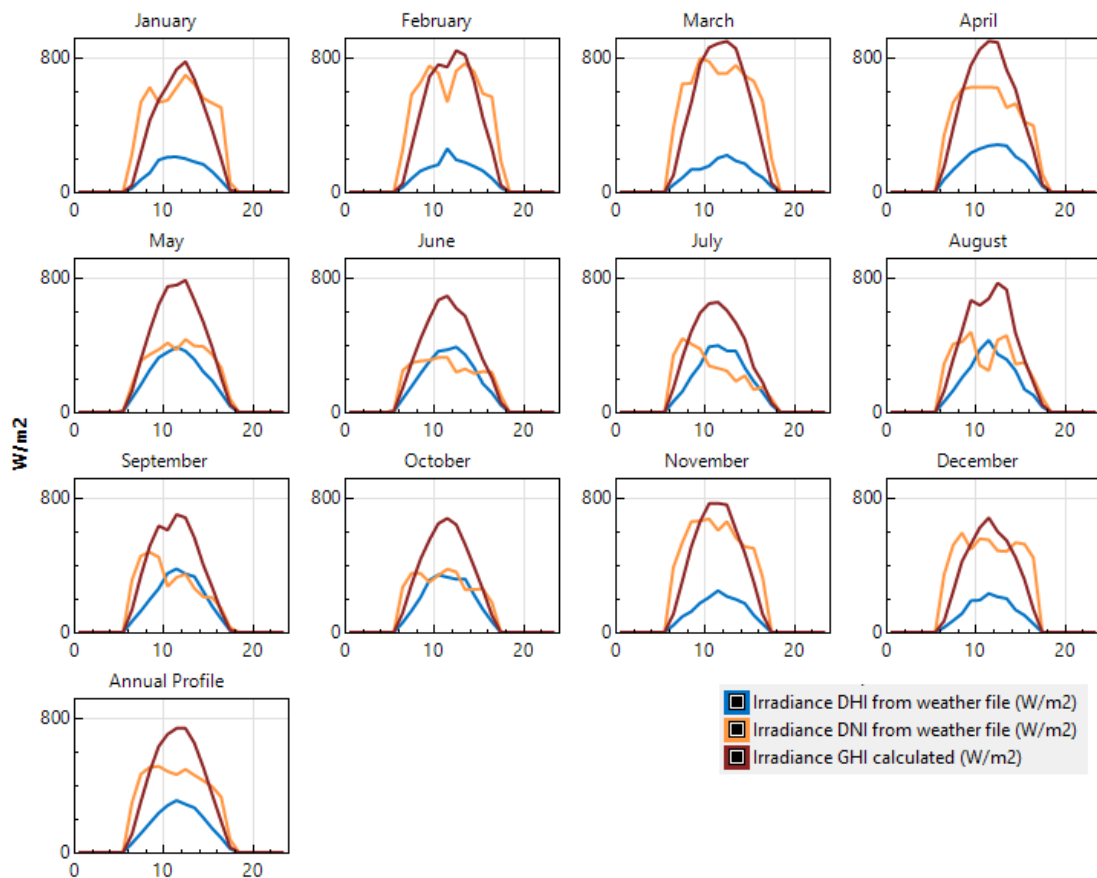


Ilustración 26 Gráfico de Irradiación GHI, DNI, DHI en la Ubicación Geográfica de IOM
Fuente: Propia

La ilustración 26 define el comportamiento de GHI, DHI y DHI a lo largo de un año, indicando que los meses con mayor índice de irradiación horizontal son febrero, marzo y abril, obteniendo hasta 902W/m², siendo octubre y diciembre los meses con menor índice de irradiación horizontal de 683 W/m², con un promedio anual GHI de 742 W/m².

Los datos de irradiación indican el comportamiento del sol que varía en relación a las estaciones, trayectoria del sol en un año, los indicadores se calcularán en el capítulo posterior, sin embargo, de forma evidente las ilustraciones muestran que la irradiación total incidente es adecuada para la implementación y explotación de la energía fotovoltaica.

⁶ NREL: National Renewable Energy Laboratory, especialistas en investigación y desarrollo de energía renovable, pertenecen al Departamento de Energía de Estados Unidos, posee bases de datos de irradiación solar Horizontal, Directa y Difusa

⁷ GHI: Global Horizontal Irradiance (Irradiación Global Horizontal)

⁸ DNI: Direct Normal Irradiance (Irradiación Directa Normal)

⁹ DHI: Diffuse Horizontal Irradiance (Irradiación Global Difusa)

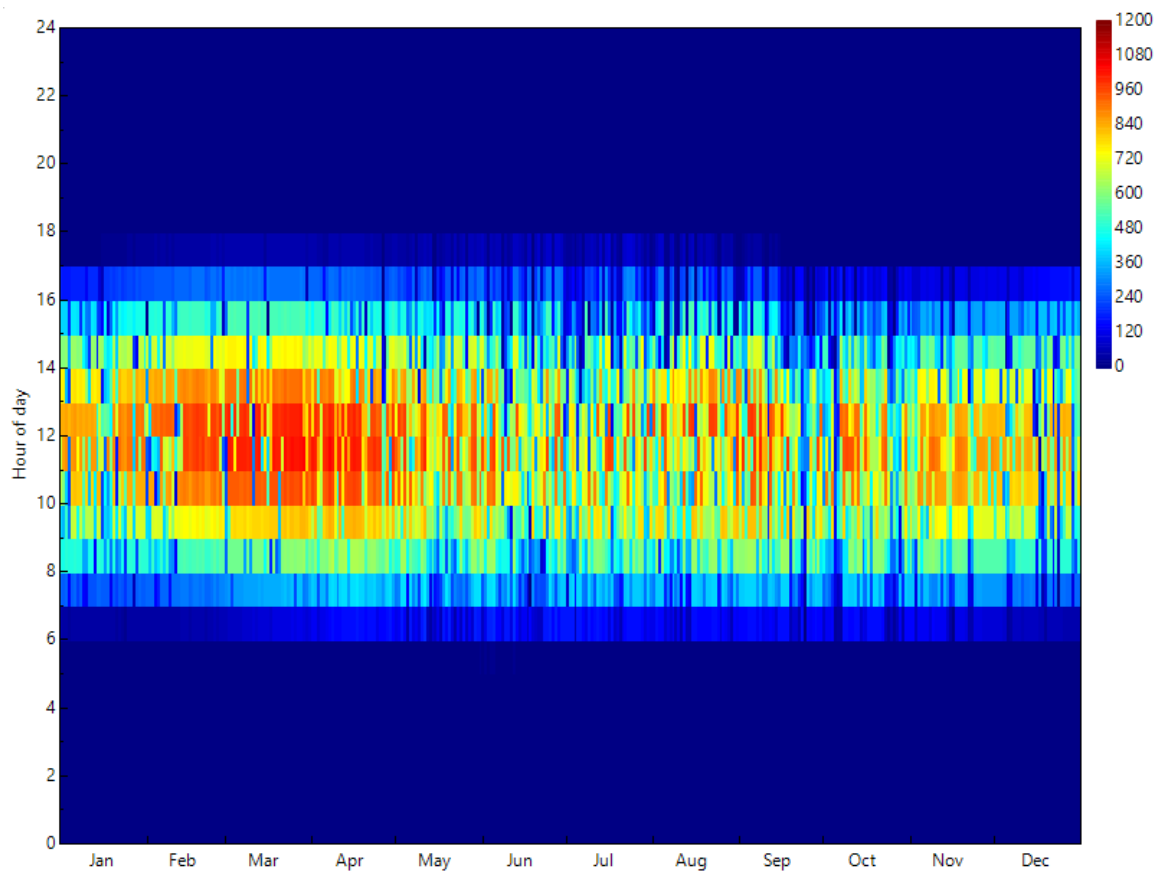


Ilustración 27 Mapa de Calor en la Zona IOM, GHI en periodo de un año
Fuente: Propia

En relación a la ilustración 27 define las horas con máxima irradiación en un día, indicando que entre el periodo de las 10 – 14 horas la irradiación en área de estudio puede alcanzar máximos de hasta 1200W/m^2 durante el periodo de un año, reafirmando nuevamente las excelentes condiciones en potencial de generación fotovoltaica.

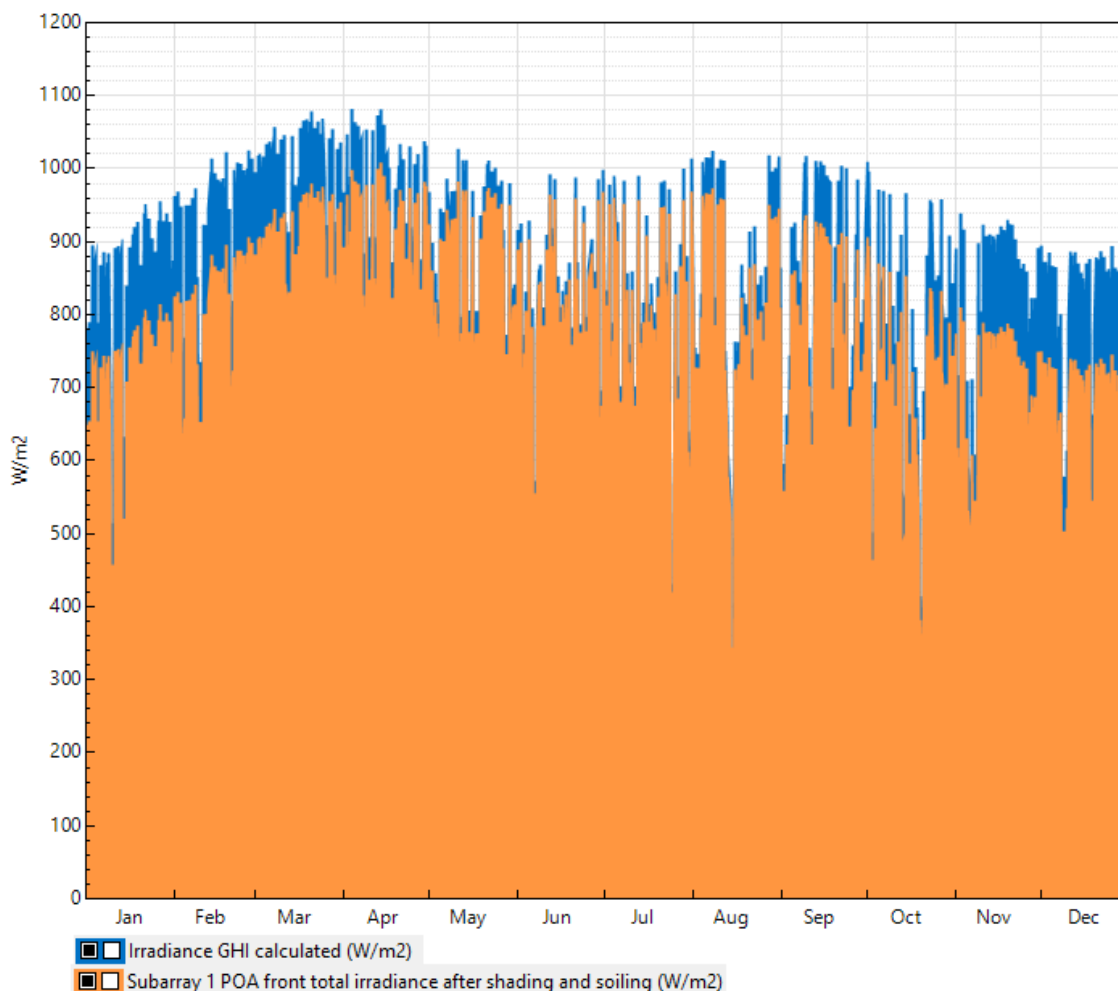


Ilustración 28 Comparación por pérdidas de Suciedad y Pérdidas por Sombra en referencia a GHI en la zona
Fuente: Propia

Se estiman que las pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos serán de 5% en cada mes en relación a GHI, aprovechando la diferencia (95%), mostrado en la ilustración 28, no se prevé pérdidas por sombra debido a que el área de instalación está disponible para espaciar los módulos fotovoltaicos para evitar sombras incidentes entre los mismos, en área tampoco existen edificios, árboles o estructuras que durante el día y las distintas épocas del año ocasionan sombra sobre los módulos. Las pérdidas por suciedad es posible minimizarlas realizando mantenimientos preventivos periódicos en el mes.

La ubicación geográfica es idónea para la disposición de módulos fotovoltaicos debido a que la fachada de IOM está orientada hacia el azimut norte, la cual provee un aprovechamiento máximo de la energía del sol durante su trayectoria a lo largo de los días/meses, por tanto, será de referencia para los cálculos de irradiación sobre la superficie

de los módulos fotovoltaicos inclinados. Las ilustraciones a continuación demuestran lo descrito anteriormente.

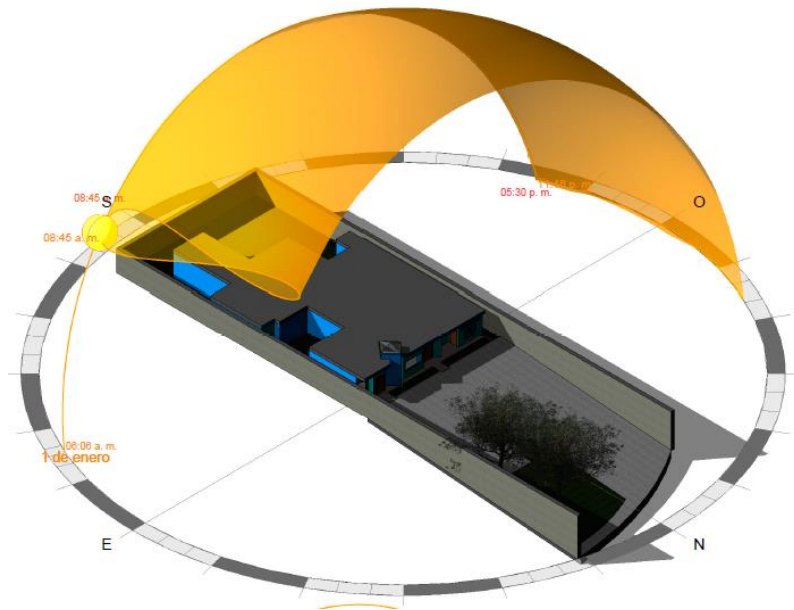


Ilustración 29 Trayectoria del Sol en IOM descrita en el periodo de un año (1)
Fuente: Propia

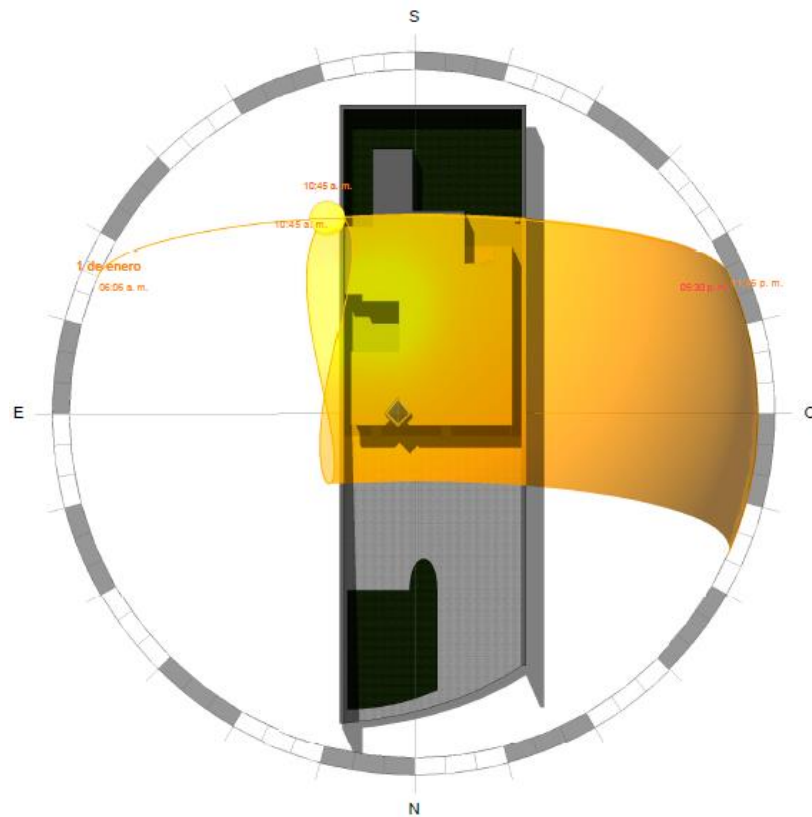


Ilustración 30 Trayectoria del Sol en IOM descrita en el periodo de un año (2)
Fuente: Propia

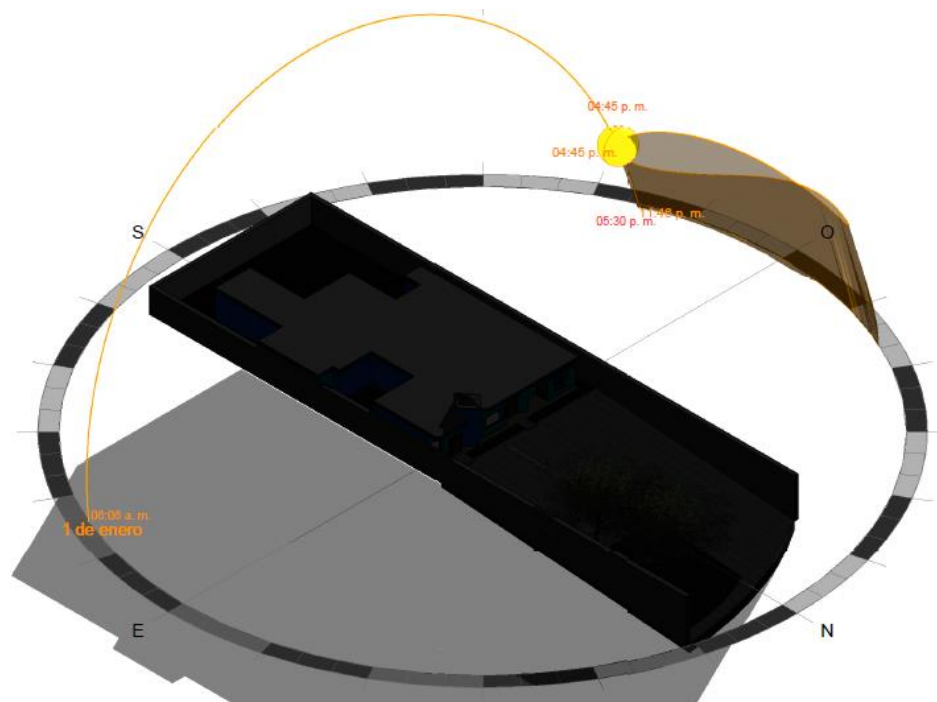


Ilustración 31 Trayectoria del Sol en IOM descrita en el periodo de un año (3)
Fuente: Propia

La trayectoria del sol mostrada en las ilustraciones 29, 30 y 31 fueron simuladas con el software de diseño Revit 2018 utilizando la ubicación geográfica (latitud, longitud) y el norte real del emplazamiento, por tanto, las imágenes son establecidas en la geometría descrita de forma correcta por el sol.

Las ilustraciones relacionadas a irradiación en la zona de estudio fueron modeladas con bases de datos de NREL, indican condiciones precisas a la realidad, debido a que la fuente de datos son medidas de satélites posteriormente procesadas en un cuarto de servidores tomando como referencia años meteorológicos típicos para su análisis.

2.4 Costos de Facturación

La energía eléctrica en Nicaragua consta de un sistema muy variable en el ámbito comercial ya que los costos de impuestos por energía son distintos en dependencia del tipo de tarifa, además de un mercado basado en especulaciones, compra de energía del sistema interconectado regional y altos costos de facturación.

El consumo energético del instituto cuenta con equipos los poseen una demanda de potencia relativamente elevada, debido a que los equipos no se han cambiado desde que se fundó en 1998; la facturación es variable en diferentes meses del año, por ejemplo: en el

mes de abril del año 2018 hubo una facturación de C\$ 15,965 esto equivale a 1760 kWh de energía activa, 520 kWh de energía reactiva.

Tabla 3 Costo de Facturación al Año de IOM

Fuente: Propia

MES	CONSUMO		TIPO DE TARIFA COMERCIAL C\$	CONSUMO POR DIA			Demanda Máxima		
	KW/H	KVAR		kWh	kVARh	kVAh	kW	kVAR	kVA
ENERO	1840	580	C\$15,610.85	61.33	19.33	64.31	10.22	3.22	10.72
FEBRERO	1650	470	C\$15,320.40	55.00	15.67	57.19	9.17	2.61	9.53
MARZO	1510	500	C\$15,029.96	50.33	16.67	53.02	8.39	2.78	8.84
ABRIL	1600	480	C\$14,483.79	53.33	16.00	55.68	8.89	2.67	9.28
MAYO	1760	520	C\$15,965.15	58.67	17.33	61.17	9.78	2.89	10.20
JUNIO	1360	480	C\$12,456.42	45.33	16.00	48.07	7.56	2.67	8.01
JULIO	1440	460	C\$12,172.69	48.00	15.33	50.39	8.00	2.56	8.40
AGOSTO	1480	500	C\$12,961.72	49.33	16.67	52.07	8.22	2.78	8.68
SEPTIEMBRE	1520	520	C\$14,057.39	50.67	17.33	53.55	8.44	2.89	8.92
OCTUBRE	1360	440	C\$12,661.21	45.33	14.67	47.65	7.56	2.44	7.94
NOVIEMBRE	1360	520	C\$12,713.77	45.33	17.33	48.53	7.56	2.89	8.09
DICIEMBRE	1460	550	C\$12,667.85	48.67	18.33	52.01	8.11	3.06	8.67
PROMEDIO				50.94	16.72	53.64	8.49	2.79	8.94
MINIMO				45.33	14.67	47.65	7.56	2.44	7.94
MAXIMO				61.33	19.33	64.31	10.22	3.22	10.72

La tarifa de consumo energético de IOM es de tipo T1 BT GRAL MENOR MONOMIA, de acuerdo a la descripción de las facturas emitidas por Disnorte Dissur. Esta tarifa es contratada por carga de hasta 25 kW para uso general (Establecimientos comerciales, Oficinas públicas y privadas, Centros de salud, recreación) y emplea la siguiente facturación:

General Menor con Tarifa Monomio		
Cargo por energía	USD/kWh	0.2312
Cargo Fijo		
0-140kWH	USD/Mes	1.9708
>140	USD/Mes	3.2912

Por tanto, los costos de facturación varían en dependencia de sobrepasar valores límites, generalmente el comportamiento en los diferentes meses del año, está ligado a la demanda de la actividad comercial, épocas festivas, periodos de verano (incremento del uso de climatizadores ambientales).

2.5 Sistema Propuesto

En este capítulo se analizará las distintas topologías de funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos considerando el factor disponibilidad de la energía, para evitar interrupciones no deseadas durante periodos críticos (toda actividad que involucre servicios que representen daños irreparables a las personas) por ejemplo mientras se realiza una cirugía.

Los sistemas fotovoltaicos de acuerdo a su topología de funcionamiento se dividen en:

2.5.1 Sistema Aislado

Su funcionamiento rige con el inversor o controlador de carga sin conexión al servicio eléctrico comercial, su operación es a partir de la energía que proviene de los módulos fotovoltaicos producto de la radiación solar, además este sistema integra acumuladores de energía como baterías de tipo Acido Plomo/AGM VRLA/GEL/ Li-Ion, almacenando el excedente de energía para posteriormente usarlo durante la ausencia de radiación solar.

Los inconvenientes de este sistema para la integración en IOM son:

- Incapacidad de funcionar de forma sincronizada con el servicio eléctrico comercial
- En casos de sobrecarga el sistema se desconectará, debido a que su funcionamiento no es posible la conexión en paralelo con el servicio eléctrico comercial, por tanto, no existiría una fuente que asuma la carga excedente.
- La inversión es elevada a causa de dimensionar bancos de baterías para el respaldo durante periodos de ausencia de radiación solar (periodos de noche).
- Lo descrito anteriormente resulta en un sistema con poca disponibilidad y con orientación a uso en zonas aisladas donde no exista servicio eléctrico comercial.

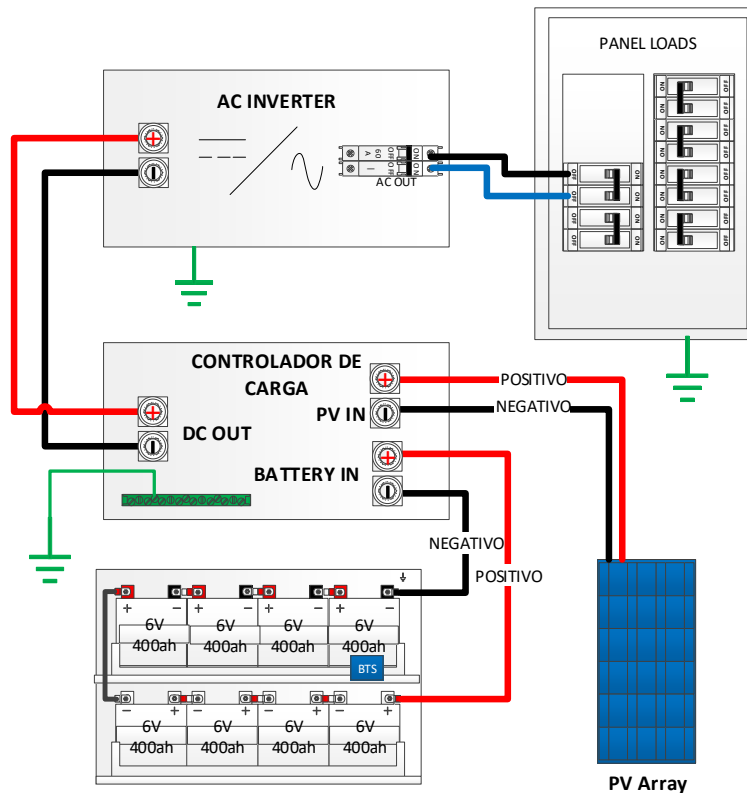


Ilustración 32 Diagrama Eléctrico de un Sistema PV Aislado
Fuente: Propia

2.5.2 Sistema Conectado a Red

El inversor es capaz de funcionar de forma sincronizada con el servicio eléctrico comercial, ambas fuentes están en fase y pueden funcionar en paralelo, priorizando la energía producida por los módulos fotovoltaicos, el sistema no integra acumuladores de energía (baterías) y el excedente de energía se inyecta al sistema interconectado del servicio eléctrico comercial, permitiendo de esta manera la venta de energía mediante la medición bidireccional.

Los inconvenientes de este sistema para la integración en IOM son:

- No existe métodos de almacenamiento de energía, todo el excedente de energía generada se inyectará al sistema interconectado del servicio eléctrico comercial, para el caso de Nicaragua la ley de industria eléctrica 272 no permite la comercialización en generación distribuida para entes no generadores, por tanto, no se obtendrá remuneración mientras no se apruebe una reforma que permite la comercialización.

- En periodos de ausencia de radiación solar y energía comercial, evidentemente no habrá fuente activa que respalde las cargas críticas.

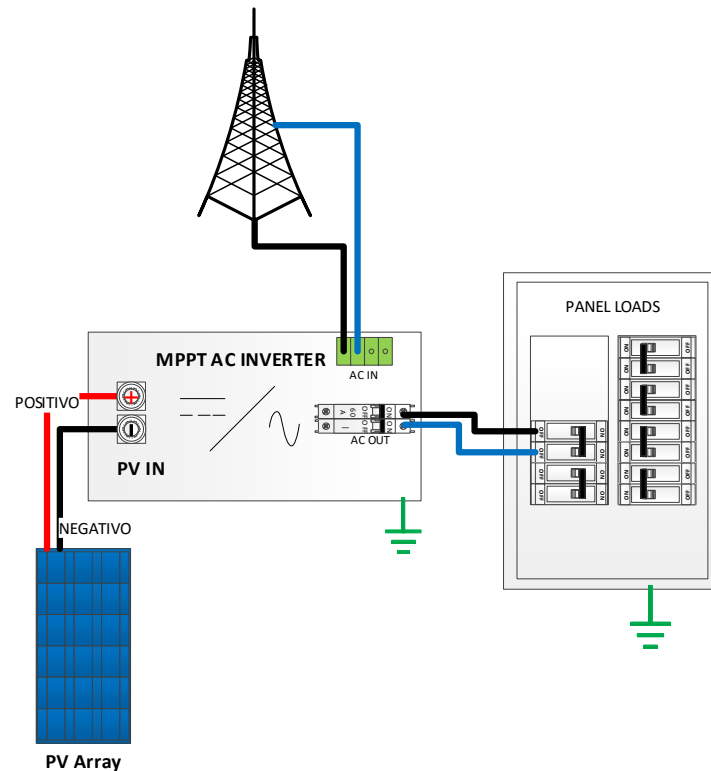
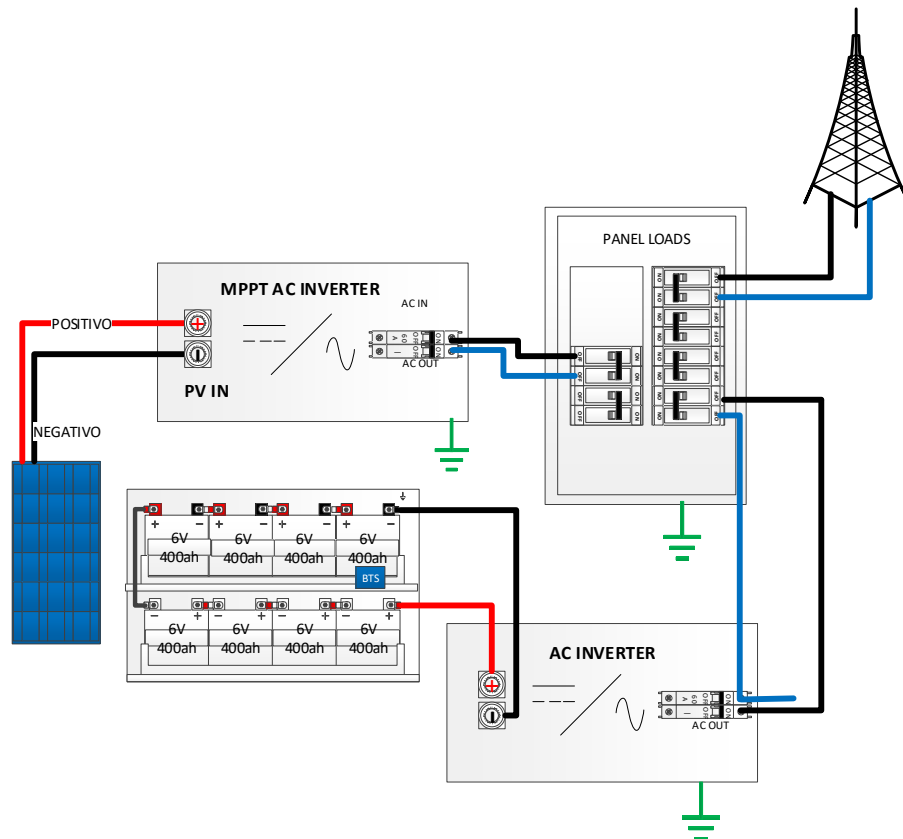


Ilustración 33 Diagrama Eléctrico de un Sistema PV Conectado a Red
Fuente: Propia

2.5.3 Sistema Híbrido

El sistema híbrido es la suma de los sistemas conectado a red y aislado, su funcionamiento integra: Inversor fotovoltaico con tecnología MPPT, conectado a servicio eléctrico comercial, sincronizado y con capacidad de funcionar en paralelo, además de un inversor PWM con etapa de carga de baterías, que rectifica el suministro eléctrico de corriente alterna proveniente de inversor fotovoltaico o de la red comercial para acumular el excedente en banco de baterías, ambos sistemas funcionan de forma coordinada para respaldar la carga crítica.

Los inconvenientes en el sistema híbrido son minimizados a factores externos y no de funcionalidad, de esta manera si incrementa la disponibilidad de la energía evitando interrupciones con las distintas etapas de conversión y acumulación de la energía, a consecuencia, se evidencia que el Sistema Híbrido es la mejor opción si se requiere un 99.99% de disponibilidad.



*Ilustración 34 Diagrama Eléctrico de un Sistema PV Híbrido de Alta Disponibilidad
Fuente: Propia*

2.6 Metodología de Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Híbrido

La metodología de dimensionamiento del sistema estudiara el procedimiento para determinar las condiciones de funcionamiento del nuevo sistema, orientándolo a la instalación fotovoltaica híbrida.

Los parámetros a estudiar serán de carácter técnicos y con el objetivo de optimizar al máximo el aprovechamiento de la energía del sol utilizando métodos de cálculo que se describirán a lo largo de este capítulo.

El equipamiento del sistema híbrido será seleccionado tomado como base las siguientes generalidades.

- Eficiencia de los equipos en los métodos de conversión de la energía
- Topología de conexión y funcionamiento orientada a la disponibilidad y disminución de los puntos de fallo

- Capacidad de funcionamiento bajo condiciones de estrés eléctrico y ambiental
- Equipamiento de alta densidad, con poca huella de espacio útil
- Transición entre fuentes sin paso por cero voltios
- Funcionamiento sincronizado entre los diferentes equipos
- Capacidad de monitoreo local y remoto
- Capacidad de realizar mantenimiento sin desconexión de la carga eléctrica crítica

Los puntos a estudiar para el dimensionamiento del sistema son los siguientes:

- Irradiación total sobre el panel inclinado
- Horas sol pico
- Selección de módulos fotovoltaicos
- Cantidad de módulos fotovoltaicos requeridos
- Selección del inversor fotovoltaico
- Selección de Baterías
- Dimensionamiento de banco de baterías
- Selección de Inversor de Baterías

A continuación, se explicará cada uno de los puntos expresados con anterioridad siguiendo un procedimiento secuencial.

2.6.1 Irradiación Total Sobre el Panel Inclinado y Horas Sol Pico

La geometría que describe la trayectoria del sol a lo largo de un año debido a su movimiento de traslación y rotación define la cantidad de radiación que llega a una superficie en determinada coordenada geográfica, por tanto, la irradiación total en una superficie inclinada, las horas sol pico¹⁰ y su procedimiento de cálculo se explican a continuación.

2.6.1.1 Declinación del Sol

La tierra esta declinada 23.45° sobre su eje y este ángulo varía según las estaciones del año debido a su rotación y traslación, la declinación es el ángulo entre el ecuador y una línea trazada desde el centro de la tierra al centro del sol.

¹⁰ Horas sol Pico (HSP): Se define como el lapso de tiempo en el que existe una máxima radiación sobre una superficie.

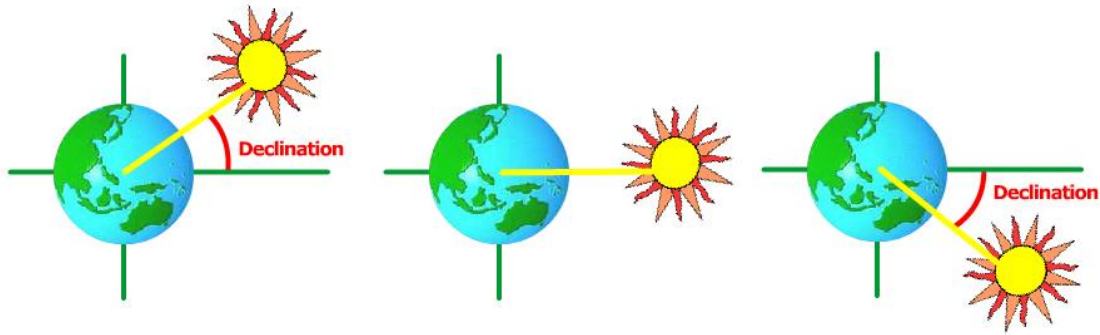


ilustración 35, Angulo de inclinación del sol
Fuente: www.pveducation.org

La declinación del sol se define con la siguiente formula:

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + d}{365}\right) \quad (1)$$

Donde:

δ : Es el Angulo de declinación del sol ($^\circ$)

d : Es el día del año, contado desde el día 1 hasta el 365.

2.6.1.2 Angulo de Salida del Sol

El ángulo de salida del sol en cualquier momento del año, son necesarios los datos como latitud geográfica del lugar y la declinación del sol respecto a las coordenadas definidas, con estos es posible calcular el ángulo de salida del sol o amanecer respecto a la superficie horizontal. Por tanto:

$$\omega_s = -\tan^{-1}[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi)] \quad (2)$$

Donde:

ω_s : Angulo de salida del sol ($^\circ$)

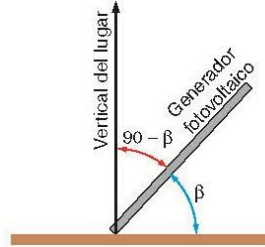
δ : Angulo de declinación del sol ($^\circ$)

ϕ : Latitud del lugar

2.6.1.3 Angulo de Inclinación Real de los Módulos Fotovoltaicos

El ángulo de inclinación real es aquel medido entre la superficie de instalación y la disposición de los módulos, esta medida toma como referencia un eje horizontal, generalmente el ángulo de disposición de los módulos es de 10° a 15° para paneles fotovoltaicos estáticos respecto al movimiento del sol, debido a que con este ángulo el

panel es capaz de captar una mayor cantidad de radiación a lo largo del día y del año, además de evitar pérdidas por suciedad, con esta declinación el modulo se autolimpia con de la suciedad acumulada, en incisos posteriores se demostrara lo anteriormente descrito.



*Ilustración 36, Angulo de inclinación Real
Fuente: solaraction*

2.6.1.4 Angulo de Salida del Sol sobre un Plano Inclinado

En un plano inclinado el ángulo de salida del sol se define tomando como referencia la expresión (2) la interrelación entre el ángulo real de disposición de los módulos fotovoltaicos y el ángulo del sol al amanecer sobre una superficie horizontal, por tanto:

$$\omega_{ss} = \max\{\omega_s, -\arccos[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi - \beta)]\} \quad (3)$$

Donde:

ω_{ss} : Angulo de salida del sol sobre un plano inclinado (°)

ω_s : Angulo de salida del sol (°)

δ : Declinación del lugar

ϕ : Latitud del lugar

β : Inclinación del plano (Panel) respecto a una superficie horizontal (°)

2.6.1.5 Factor de Excentricidad

El factor de excentricidad se define como la relación de distancia tierra-sol con respecto a un valor constante, debido a que el movimiento de traslación de la tierra describe una trayectoria elíptica, la distancia tierra sol no es igual en el transcurso de un año debido a su movimiento de traslación.

$$\varepsilon = 1 + 0.0033 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{d_n}{265}\right) \quad (4)$$

Donde:

d_n : Día del año contado desde 1-365

2.6.1.8 Radiación sobre el Plano Horizontal

La energía solar captada por la Tierra es, en promedio durante el año de 1367 W / m². Esta energía varía de 6% entre el punto más cercano al Sol y el punto más lejano, que puede oscilar entre 1408 y 1326 W/m². Con el tiempo, la excentricidad cambia considerablemente, de modo que la distancia Tierra-Sol varía entre 129 y 187 millones de kilómetros. Esta excentricidad se debe al Sol y la atracción gravitatoria ejercida por otros planetas.

La radiación sobre un plano horizontal promedio se calcula:

$$H_{d,m(0)} = \left(\frac{T}{\pi}\right) I_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot (\omega_{ss} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)) - (\cos(\phi) \cdot \cos(\delta)) \cdot \sin(\omega_{ss}) \right] \quad (5)$$

Donde:

$H_{d,m(0)}$: Radiación sobre el plano horizontal (w/m²)

T : Horas del día (24 horas)

I_0 : Constante Solar (1367 W/m²)

ε_0 : Factor de excentricidad

ϕ : Latitud del lugar

δ : Declinación Solar

2.6.1.7 Irradiación Global Horizontal (GHI)

La irradiación horizontal global (GHI) es la cantidad total de radiación de onda corta recibida desde arriba por una superficie horizontal al suelo. Este valor es de particular interés para las instalaciones fotovoltaicas e incluye tanto la Irradiación Normal Directa (DNI) como la Irradiación Difusa Horizontal (DHI).

Los datos promedio, mínimo y máximo de Irradiación Global Horizontal (GHI) se obtienen desde bases de datos de la NASA¹¹ del centro de datos astronómico, o NREL (National

¹¹ Base de datos de la NASA: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=86.269&lon=&submit=Submit>

Renewable Energy Laboratory) y NSRDB (National Solar Radiation Database) mediante la latitud y longitud del lugar de estudio.

2.6.1.8 Índice de Claridad

El índice de claridad es relación entre la radiación de la superficie terrestre (GHI) y la radiación extra atmosférica (Radiación sobre un plano horizontal), ambas en el plano horizontal. El índice de claridad no depende de las variaciones debidas al movimiento aparente del sol, su expresión matemática se expresa como:

$$K_{TM} = \left(\frac{G_{d,m(0)}}{H_{d,m(0)}} \right) \quad (6)$$

Donde:

$G_{d,m(0)}$: Irradiación global horizontal (extraída de bases de datos)

$H_{d,m(0)}$: Radiación solar horizontal

2.6.1.9 Fracción Difusa de la Radiación

La fracción difusa de la radiación se define como la relación entre la radiación difusa y la radiación global, se presenta por mayor nubosidad, muchas partículas en la atmosfera, por tanto, a mayor claridad en la atmosfera, mayor será la radiación y menor el contenido difuso.

La expresión matemática que define la fracción de la radiación difusa se expresa a continuación:

$$F_{Dm} = 1 - 1.13K_{TM} \quad (7)$$

Donde:

K_{TM} : Índice de Claridad

2.6.1.10 Calculo de Radiación Total Sobre un Plano Inclinado

La radiación del sol al atravesar la atmosfera de la tierra ocasiona la reflexión, dispersión y absorción de la energía que se transmite a través de un espacio en forma de partículas u ondas electromagnéticas, lo cual origina que a nivel de la superficie de la tierra se

produzcan tres tipos de radiación solar, radiación directa, radiación difusa, y radiación albedo.

La energía total que puede recibir un Panel Fotovoltaico es equivalente a la radiación total que puede recibir una superficie inclinada durante los periodos de horas sol. En los capítulos posteriores se detalla la metodología de cálculo para cada mención.

2.6.1.11 Radiación Difusa

El concepto de radiación difusa se expresa en el capítulo 1, inciso 4.1, tomando en cuenta la explicación, su expresión matemática se aplica cuando se haya determinado la Fracción Difusa de la Radiación, definición explicada con anterioridad. Esta radiación se produce por importantes cambios de dirección debido a la dispersión en la atmosfera, debido a esto una superficie inclinada (panel solar) reciba energía en de distintas direcciones.

$$D_{d,m(0)} = G_{d,m(0)} \cdot F_{d,m(0)} \quad (8)$$

2.6.1.12 Radiación Total Sobre un Plano Inclinado y Horas Sol Pico

La radiación sobre una superficie inclinada está definida como la diferencia entre la radiación solar global y la radiación difusa. Este valor se tomará como base para el calcular de la radiación directa, difusa y albedo, conociendo un factor de corrección a determinar, esto con el principal objetivo de evaluar la energía que aporta cada forma de radiación sobre la superficie del panel fotovoltaico, por tanto:

$$H = G_{d,m(0)} - D_{d,m(0)} \quad (9)$$

Donde:

$D_{d,m(0)}$: Radiación Directa, d (Día), m (Mes), (0) Numero del día contado desde el día 1 hasta el 365

$G_{d,m(0)}$: Radiación Global Horizontal¹²

$F_{d,m(0)}$: Fracción Difusa

Factor de Corrección

En el procedimiento de cálculos de la radiación total de un panel inclinado, para un buen diseño es necesario utilizar los datos de radiación total horizontal (GHI). Esto debido a que usualmente la inclinación de la superficie captadora permite

¹² Radiación Global Horizontal: Superficie que recibe radiación y esta perpendicular al radio de la tierra

aprovechar de una mejor manera la energía total recibida durante el año. Para esto se utiliza el factor de corrección K que corresponde a la razón de la media mensual de radiación total sobre superficie inclinada a la media mensual de radiación total sobre superficie horizontal. Entonces:

$$K = \left[\frac{\omega_{ss} \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi - \beta) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \sin(\omega_{ss}))}{\omega_s \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\omega_s))} \right] \quad (10)$$

Radiación Directa sobre el Panel Inclinado

El cálculo de la Radiación Directa sobre el Panel Inclinado es el producto aritmético entre la radiación que llega al panel inclinado y el factor de corrección, obteniendo como resultado la radiación directa en el panel inclinado, siendo la primera variante para determinar la energía total que capta un panel solar, el cálculo se realiza mediante la ecuación:

$$H_{(\beta, \alpha)} = H \cdot k \quad (11)$$

Donde:

$H_{(\beta, \alpha)}$: Radiación directa con longitud β y latitud α

H : Radiación que llega al plano inclinado

k : Factor de Corrección

Radiación Difusa sobre el Panel Inclinado

El valor de Radiación Difusa sobre el Panel Inclinado se determina a partir del ángulo de disposición de los módulos fotovoltaicos medidos desde un eje horizontal, por tanto, el cálculo se realiza a partir de la siguiente ecuación:

$$D_{(\beta, \alpha)} = D_{(d, m)} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (12)$$

Donde:

β : Angulo de Inclinación del techo

$D_{(d, m)}$: Radiación Difusa

Radiación Albedo o Reflejada sobre el Plano Inclinado

La cantidad de energía reflejada por una superficie, generalmente depende del color de la superficie, las superficies claras tienen un albedo mayor y reflejan una mayor cantidad de energía, por el contrario de las oscuras. Por tanto:

$$AL_{(\beta,\alpha)} = \frac{\rho \cdot G_{(d,n)} \cdot (1 - \cos(\beta))}{2} \quad (13)$$

Donde:

β : Angulo de inclinación del techo

$G_{(d,n)}$: Radiación solar global

ρ : Relatividad del suelo, si no se conoce se supone un valor de 0.2

Radiación Total sobre el Panel Inclinado

La radiación total sobre el panel inclinado no es más que la suma aritmética de la radiación directa, difusa y albedo. Entonces:

$$G_{(\beta,\alpha)} = H_{(\beta,\alpha)} + D_{(\beta,\alpha)} + AL_{(\beta,\alpha)} \quad (14)$$

Horas Sol Pico

Las horas sol pico como se expresa en capítulos anteriores, es el tiempo en el cual los módulos fotovoltaicos estarán suministrando la mayor cantidad de energía debido a una mayor incidencia de radiación sobre la superficie de los módulos, esto se determina mediante la siguiente ecuación. [19]

$$HPS(h) = \frac{G_{(\beta,\alpha)} \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}} \quad (15)$$

2.6.1.13 Cálculo de Potencia Pico del Sistema y Cantidad de Módulos de la Instalación

La potencia pico del sistema fotovoltaico (Wp) se obtiene a partir de la energía máxima demanda por la carga (Wh máximos) en un periodo de un día en relación a las horas sol pico calculadas según la ubicación y disposición de los paneles fotovoltaicos, según lo expresado en la siguiente formula.

$$P_P = \frac{E_{Maxima}(Wh)}{HSP} \quad (16)$$

La cantidad de módulos necesarios se obtiene al dividir la potencia pico del sistema P_P entre la potencia pico de cada módulo fotovoltaico, entonces:

$$Cantidad\ de\ Modulos\ PV = \frac{P_P}{Potencia\ pico\ del\ modulo} \quad (17)$$

De esta manera se obtiene la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios según la demanda máxima de la carga eléctrica.

2.6.2 Dimensionamiento de Banco de Baterías

Los datos necesarios para el dimensionamiento del banco de baterías son los siguiente:

- Medición de demanda máxima en kW
- Calculo de energía consumida durante el periodo de autonomía del banco de baterías

$$\begin{aligned} &Energia\ Consumida\ (kWh) \\ &= Demanda\ maxima\ (kW) \times Horas\ de\ autonomia \end{aligned} \quad (18)$$

- Profundidad de la descarga de batería, esta deberá añadir un porcentaje extra de demanda según el porcentaje de profundidad de descarga
- Temperatura media de la batería. La misma no entrega igual energía si se encuentra a 40° que a -10°
 - 40°C la batería posee 102% de capacidad
 - 25°C la batería posee 100% de capacidad
 - 0°C la batería posee 85% de capacidad
 - -15°C la batería posee 65% de capacidad
- Voltaje de funcionamiento requerido en el banco

$$Capacidad\ del\ B.B\ (Ah) = \frac{Energia\ Consumida\ (kWh)}{Voltaje\ de\ B.B\ requerido} \quad (19)$$

- Numero de baterías en serie y paralelo de acuerdo a la capacidad en Ah o voltaje nominal del banco.

2.6.3 Condiciones para la selección del Módulo Fotovoltaico

La selección de los módulos fotovoltaicos deberá considerar lo siguiente:

- Selección de tecnología de la celda fotovoltaica (Monocristalino, Policristalino, Capa Fina), se basará en las condiciones de implementación como área disponible, disposición e implementación, también se considerará el costo del módulo.
- Voltaje, Corriente y Potencia de punto máximo
- Temperatura de funcionamiento
- Factor de Relleno¹³

$$FF = \frac{P_{max}}{(V_{oc})(I_{sc})} \quad (20)$$

Donde:

FF: Factor de llenado

P_{max}: Potencia Máxima del módulo fotovoltaico

V_{oc}: Voltaje de Circuito Abierto

I_{sc}: Corriente de Cortocircuitos

2.6.4 Condiciones para la selección del Inversor para el Sistema Fotovoltaico y Banco de Baterías

Inversor Fotovoltaico

La selección del inversor se basará en la topología de funcionamiento y control de carga del inversor tal como MPPT, la cual se describe en el capítulo 3.6.3. Las consideraciones generales para la adecuada selección del inversor se enumerarán a continuación:

1. Topología de funcionamiento MPPT
2. Voltaje de la red eléctrica comercial
3. Tipo de conexión de la red eléctrica comercial (Monofásico, Trifásico, Estrella, Delta)
4. Frecuencia de funcionamiento
5. Capacidad de funcionamiento en paralelo y en sincronismo a la red eléctrica comercial
6. Potencia pico DC del inversor

¹³ Factor de Relleno: Indica el rendimiento de la celda fotovoltaica evaluando las condiciones de funcionamiento de potencia máxima dentro de la curva I-V, debe ser >0.7 para celdas monocristalinas, para capa fina y policristalina de 0.4 a 0.65.

7. Potencia máxima AC
8. Corriente máxima por entrada DC
9. Corriente máxima por cadenas de arreglos fotovoltaicos
10. Corriente máxima por entradas MPPT
11. Voltaje de funcionamiento DC del MPPT

Conociendo los datos mencionados con anterioridad y los datos de la carga, la selección se realizará de forma adecuada.

Inversor para Banco de Baterías

Las condiciones de funcionamiento del inversor de banco de baterías son similares al fotovoltaico, sin embargo, en este apartado no se considera la topología de funcionamiento MPPT sino la PWM, dado que este establece un voltaje estable para carga del banco de baterías, y distintas etapas de carga y pruebas a las baterías además de ser una opción más económica. Las consideraciones para la selección son las siguientes:

1. Voltaje de la red eléctrica comercial
2. Tipo de conexión de la red eléctrica comercial (Monofásico, Trifásico, Estrella, Delta)
3. Frecuencia de funcionamiento
4. Capacidad de funcionamiento en paralelo y en sincronismo a la red eléctrica comercial
5. Potencia DC del inversor
6. Potencia máxima AC
7. Corriente máxima de entrada y salida DC
8. Voltaje de funcionamiento DC

2.6.5 Dimensionamiento de Aparata Eléctrica

El equipamiento eléctrico para distribución, protección y respaldo será dimensionado de acuerdo a lo siguiente:

1. La demanda máxima de corriente de equipos, ramales y distribuciones principales será base para determinar la capacidad de protecciones tipo breaker termomagnéticos y fusibles, Bus bar de distribución para centros de cargas, conductores eléctricos, equipamiento para transferencia de fuentes, entre otros, se considerará un margen de seguridad (para evitar sobrecargas) del 20% de la corriente máxima de diseño.
2. Las condiciones de diseño e implementación del sistema eléctrica de distribución, protección y respaldo se regirán de la normativa NFPA 70 o NEC 2014 tomando

en consideración cada uno de los artículos dispuestos para el dimensionamiento e instalación.

3. El dimensionamiento, diseño e implementación del sistema fotovoltaico se regirá del artículo 690 de la normativa NEC 2014.
4. La malla de tierra será dimensionada, diseñada e implementada en base a la normativa IEEE STD 80 y se considerará una resistividad menor a 10 ohm.

2.6.6 Malla de Tierra

El método de cálculo para diseño y dimensionamiento de la malla de tierra será el expresado en la IEEE STD 80 utilizado para sistemas de puesta a tierra de subestaciones, sin embargo, el propósito de seguridad tanto para el personal como para el equipamiento es el mismo, por tanto, se utilizará como metodología de procedimiento para el cálculo.

Método de Cálculo de Malla de Tierra según IEEE STD 80 [10]

Datos del Suelo:

ρ : Resistencia requerida según aplicación menor (W), Subestación de media tensión 10 Ω
Se necesita la resistividad del terreno $\Omega \cdot m$ (200)

I_F : Corriente de falla a tierra Simétrica mrs (A)

T_C : Tiempo de despeje de la falla (ms)

Tabla 1 (IEEE 80-2000 sec 3.11) Constantes de materiales						
Tipo de material	Conducti- vidad del material %	Factor α_r @ 20°C [1/°C]	K0 a 0°C (0°C)	Tempera- tura de fusión Tm [°C]	ρ_r a 20°C [$\mu\Omega \cdot c$ m]	TCAP Capacidad térmica [J/cm ³ ·°C]
Cobre Puro	100	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Cobre Comercial	97	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Acero recubierto de cobre	40	0.00378	245	1084	4.4	3.85
Acero recubierto de cobre	30	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Barra de acero recubierto de cobre	20	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminio grado EC	61	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminio 5005	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.6
Aluminio 6201	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.6
Acero recubierto de aluminio	20.3	0.0036	258	657	8.48	3.58
Acero 1020	10.8	0.0016	605	1510	15.9	3.28
Barra de acero recubierto de acero inoxidable	9.8	0.0016	605	1400	17.5	4.44
Barra de cobre recubierto de Zinc	8.6	0.0032	293	419	20.1	3.93
Acero inoxidable 304	2.4	0.0013	749	1400	72	4.03

Características Del Conductor De La Malla

Tipo de conductor seleccionado en base al mismo verificar sus propiedades.

$$A_{mm^2} = I * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 - T_m}{K_0 - T_a}\right)}} \quad (21)$$

$$A_{kmil} = I * \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 - T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (22)$$

I : Es la corriente rms en kA

A_{mm^2} : Es la sección transversal del conductor en milímetros cuadrados

T_M : Es la temperatura máxima permitida en °C

T_a : Es la temperatura ambiente en °C

T_r : Es la temperatura de referencia para las constantes de material en °C

α_0 : Es el coeficiente térmico de resistividad a 0 °C en 1/°C

α_r : Es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r en 1 / °C

ρ_r : Es la resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega - \text{Cm}$

k_0 : $1/\alpha_0$ además $(1/\alpha_r) - T_r$ en °C

t_c : Es la duración de la corriente en segundos.

$TCAP$: Es la capacidad térmica por unidad de volumen en J/cm^3

Material	Conductividad (%)	Tm (°C)	Kf
Cobre blando, recocido suave	100	1,083	7
Cobre duro comercial, cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1,084	7.06
Cobre duro comercial, cuando se utilizan conexiones mecánicas a presión	97	250	11.78
Alambre de acero revestido de cobre	40	1,084	10.45
Alambre de acero revestido de cobre	30	1,084	12.06
Varilla de acero revestido de cobre	20	1,084	14.64
Aluminio CE grado	61	657	12.12
Aluminio 5005 Aleación	53.5	652	12.41
Aluminio 6201 Aleación	52.5	654	12.47

Alambre de acero revestido de aluminio	20.3	657	17.2
Acero 1020	10.8	1,510	15.95
Varilla de acero revestido en acero	9.8	1,400	14.72
Varilla de acero galvanizado	8.6	419	28.96
Acero inoxidable	2.4	1,400	30.05

Geometría De La Malla:

Existen 3 tipos las rectangulares, cuadrada y en forma de L
 Aquí abordare la forma rectangular utilizada en nuestro caso

a: Largo (m)

b: Ancho (m)

h: Profundidad de enteramiento de la malla. (cm)

A: Área de la malla de puesta a tierra.

L_p: Longitud del perímetro (m)

E_x: Espacio Horizontal

E_y: Espacio Vertical

Conductores Verticales:

Conductores horizontales.

Calculo De La Corriente Máxima En La Malla:

I_G: Máxima corriente de malla (A)

I_g: Corriente de malla simétrica rms (A)

D_F: Factor de decremento para la determinación de IG

X/R: valores típicos de la relación X/R

T_F: valores típicos del tiempo de duración de la falla (Seg)

S_F: Factor de división de la corriente de falla

Factor de división de corriente de falla, un factor que representa el inverso de una relación de la falla simétrica. Además, es una porción de la corriente que fluye entre la rejilla de conexión a tierra y la tierra circundante.

$$S_f = \frac{I_g}{3I_0} \quad (23)$$

S_F: Es el factor de división de la corriente de falla.

I_g: Es la corriente de red simetría rms en A

I₀: Es la corriente de falla de secuencia cero en A.

Corriente de red simétrica: la parte de la corriente de falla a tierra simétrica que fluye entre la rejilla de puesta a tierra y la tierra circundante y se puede expresar como:

$$I_g = S_F * I_F \quad (24)$$

I_g : Es la corriente de red simetría rms en A

I_F : Es el valor rms de la corriente de falla a tierra simétrica en A

S_F : Es el factor de división de la corriente de falla.

Factor de decremento para X/R ratios y durante fallas.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f} \left(1 - e^{-\frac{2T_f}{T_a}} \right)} \quad (25)$$

I_F : Es el valor eficaz en rms de la corriente asimétrica aproximada para toda la duración de una falla en A.

T_F : Es el valor eficaz de rms de la corriente asimétrica aproximada para toda la duración de una falla en A

Tabla 10 (IEEE-80)					
Duración de la falla		Factor de decremento			
Segundos	Ciclos	X/R=10	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.1	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.2	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.3	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.4	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.5	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1	60	1.013	1.026	1.039	1.025

Calculo de Voltajes Permisibles de Paso y Toque

Peso de la persona para la estimación, se considera una de 50 o 70 Kilogramos

E_p : Voltaje de paso tolerable (V)

La seguridad de una persona depende de evitar que se absorba la cantidad critica de energía de choque. Antes que se solucione la falla y se desactive el sistema. El máximo voltaje de conducción de cualquier circuito accidental no debe exceder los límites definidos de la siguiente manera para tensión de paso el límite es

- Para una persona de **50 kilogramos**:

$$E_{Step50} = (1000 + 6C_s * P_s) * \left(\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \right) \quad (26)$$

- Para una persona de **70 kilogramos**:

$$E_{Step70} = (1000 + 6C_s * P_s) * \left(\frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \right) \quad (27)$$

Donde:

E_{Step} : Es el voltaje de paso en voltios.

E_{touch} : Es la tensión de contacto en voltios.

C_s : Se determina a partir de la figura 11

r_s : Es la resistividad del material de superficie en $\Omega * M$

t_s : Es la duración de la corriente de choque en segundos.

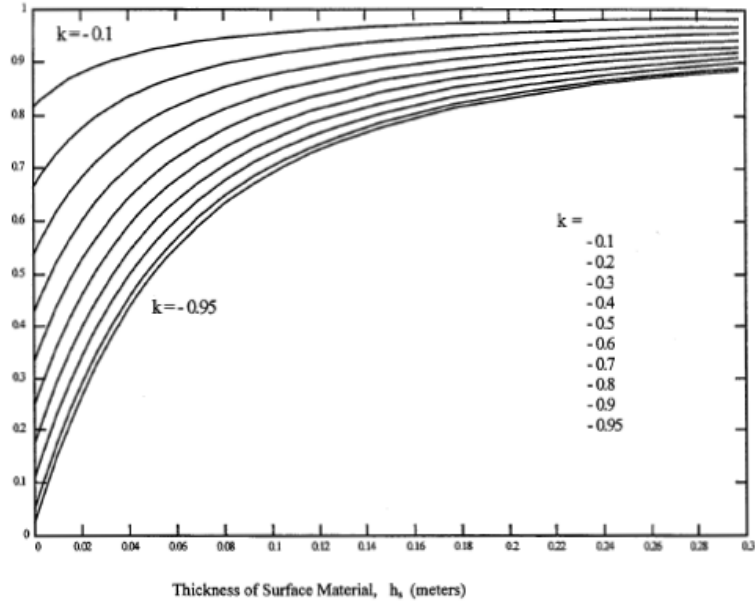


Figure 11— C_s versus h_s

Ilustración 37 Curva de comparación de material

Fuente: IEEE STD 80

Voltaje de Toque tolerable E_t , expresado en voltios.

- Para una persona de **50 kilogramos**

$$E_{Step50} = (1000 + 1.5C_s * P_s) * \left(\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \right) \quad (28)$$

- Para una persona de **70 kilogramos**

$$E_{Step70} = (1000 + 1.5C_s * P_s) * \left(\frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \right) \quad (29)$$

Factor de decremento de la capa superficial

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{p}{p_s} \right)}{2h_s + 0.09} \quad (30)$$

(GPR) Incremento de puesta a tierra

$$GPR = \text{Corriente en la malla} \times \text{resistencia en la malla} \times 1000 \quad (31)$$

Capítulo 3. Desarrollo del Caso de Estudio

En este capítulo se aplicará la metodología de dimensionamiento y diseño descrita en el capítulo 2, tomando como caso de estudios la zona del Instituto Oftalmológico Munguía bajo el requerimiento de implementar el Sistema Fotovoltaico Híbrido estimando la mayor disponibilidad del sistema con orientación a disminuir los puntos críticos de falla.

3.1 Descripción de Cargas Eléctricas y Orientación del Diseño

El IOM por la actividad que la conforma como la salud de las personas, se condiciona como un servicio al cual la energía eléctrica debe ser constante y sin interrupciones, por lo contrario, podría representar pérdidas o daños irreparables a la vida humana.

En relación a la descripción del inciso 2.1 y 2.2 del capítulo 2 el IOM poseen 6 consultorios médicos de los cuales 3 de ellos están activos y totalmente equipados, donde también se realizan cirugías oftalmológicas, en conjunto poseen una demanda máxima de 5kW a un voltaje de 110V/220V, 60Hz.

El equipamiento de cada consultorio consiste en:

- Aires Acondicionados Tipo Inverter de 12,000 BTUh
- Equipamiento médico relacionados a la actividad
- Sistema de luces de uso en cuartos de cirugía
- Tomacorrientes de uso en cuarto de cirugía
- Esterilizadores

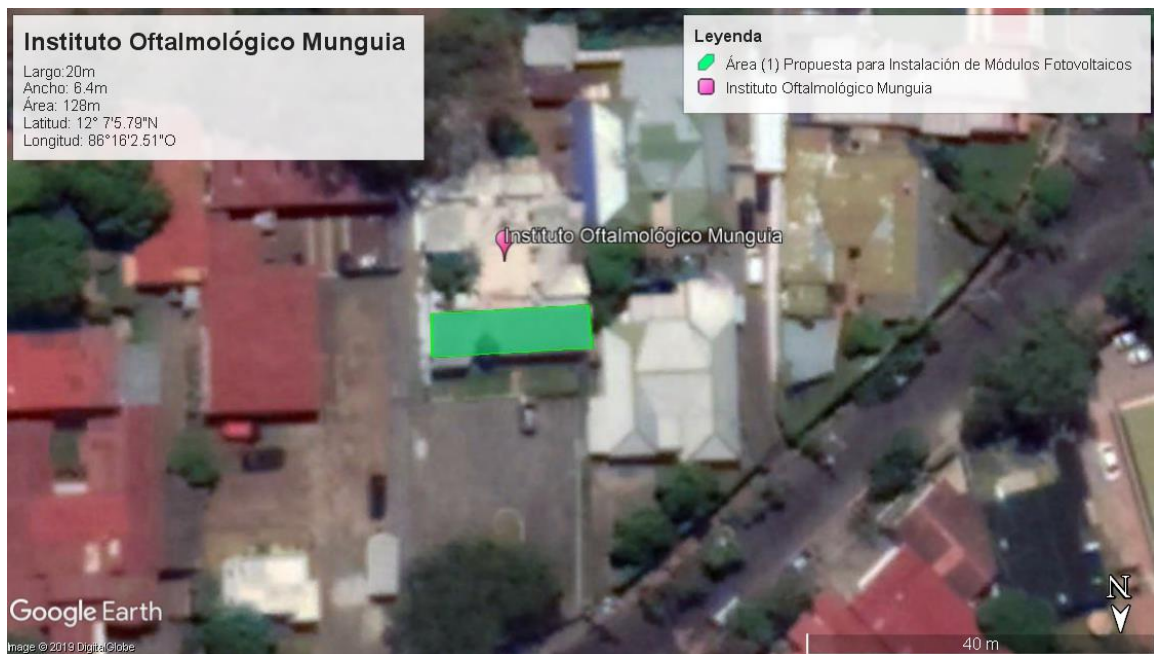
El diseño del sistema híbrido tendrá como prioridad la protección de los 3 consultorios médicos dedicando bancos de baterías dimensionado para respaldar 6 horas a carga constante de 5kW, el inversor de baterías tendrá las bondades de funcionar de forma síncrona tanto con el inversor fotovoltaico como con la red eléctrica comercial sin posibilidad de fallo y sin paso por cero voltios.

Las cargas eléctricas generales y críticas serán separadas físicamente con el objetivo de implementar el respaldo de banco de baterías dedicado para las cargas críticas, el sistema fotovoltaico si tendrá la capacidad de respaldar las cargas generales más las críticas, de igual manera este funcionará de forma sincronizada con la red eléctrica comercial.

3.2 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Híbrido

En relación al óptimo potencial fotovoltaico expuesto en inciso 2.3, se dimensionará el sistema fotovoltaico híbrido tomando como base la potencia máxima de diseño de 10.72kVA (carga máxima actual) en la ubicación geográfica 12.1184,-862673 latitud y longitud respectivamente, la metodología a implementar es la explicada en el capítulo 2, inciso, 2.3 y 2.6.

Por tanto, nuestra de área de estudio considerara lo siguiente:



*Ilustración 38 Área Propuesta para el Caso de Estudio
Fuente: Propia*

La ilustración 38 muestra el área propuesta para la disposición de los módulos fotovoltaicos en la superficie de techo, la cual posee 20m de largo por 6.4m de ancho y un ángulo de inclinación de 0°, la estructura de techo es de tipo losa de concreto.

Los datos ambientales y ubicación del lugar se indican en la tabla 1 y 2. A continuación se procederá a calcular la irradiación total sobre el panel inclinado, las horas sol pico y finalmente la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios para el caso de estudio.

3.2.1 Cálculo del Parque Fotovoltaico

Los datos generales para el dimensionamiento serán tomados de las tablas 4, 5 y 6, luego se llenarán los datos en la tabla 7 con el objetivo de llevar un control sobre los cálculos realizados.

Cálculo de Declinación del Sol

Ecuación (1)

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + d}{365}\right) = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + 44}{365}\right) = 1.81^\circ$$

Tomando como referencia el día 14 de febrero

Ángulo de Salida del Sol

Ecuación (2)

$$\omega_s = -\tan^{-1}[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi)] = -\tan^{-1}[-\tan(1.81) \cdot \tan(12.1184)] = -90.39^\circ$$

Ángulo de Inclinación Real

El ángulo de inclinación real de los módulos fotovoltaicos se dispondrá a 10° , y se utilizarán estructuras de soporte con dicho ángulo, la justificaron es evitar pérdidas por acumulación de suciedad y generar autolimpieza cuando exista lluvia, generalmente se recomienda una mínima inclinación entre 10° y 15° en caso que se requiera construir una estructura de soporte.

Ángulo de Salida del Sol sobre un Plano Inclinado

Ecuación (3)

$$\begin{aligned}\omega_{ss} &= \max\{\omega_s, -\arccos[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi - \beta)]\} \\ &= \max\{-90.39, -\arccos[-\tan(1.81) \cdot \tan(12.1184 - 10)]\} = -90.07^\circ\end{aligned}$$

Factor de Excentricidad

Ecuación (4)

$$\varepsilon = 1 + 0.0033 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{d_n}{265}\right) = 1 + 0.0033 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{44}{265}\right) = 1.02$$

Tomando como referencia el día 44 del año

Radiación Sobre el Plano Horizontal

Ecuación (5)

$$\begin{aligned} H_{d,m(0)} &= \left(\frac{T}{\pi}\right) I_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot (\omega_{ss} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)) - (\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_{ss})) \right] \\ &= \left(\frac{24}{\pi}\right) 1367 \cdot 1.02 \\ &\quad \cdot \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot (-90.07 \cdot \sin(12.1184) \cdot \sin(1.81)) - (\cos(12.1184) \cdot \cos(1.81)) \right. \\ &\quad \left. \cdot \sin(-90.07) \right] = 10485.17 \text{ Wh/m}^2 \end{aligned}$$

Radiación Global Horizontal

La base de datos para la extracción de la radiación global horizontal es la NSRDB (National Solar Radiation Database) se puede descargar mediante la latitud y longitud del lugar de estudio, el valor de estudio de acuerdo a la base de datos es: 6.29kWh/m².

Índice de Claridad

Ecuación (6)

$$K_{TM} = \left(\frac{G_{d,m(0)}}{H_{d,m(0)}}\right) = \left(\frac{6.29 \cdot 1000}{10485.17}\right) = 0.60$$

Fracción Difusa de la Radiación

Ecuación (7)

$$F_{Dm} = 1 - 1.13K_{TM} = 1 - 1.13 \cdot 0.60 = 0.20$$

Radiación Difusa

Ecuación (8)

$$D_{d,m(0)} = G_{d,m(0)} \cdot F_{d,m(0)} = 6.29 \cdot 1000 \cdot 0.20 = 1269.07 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación que llega al Plano Inclinado

Ecuación (9)

$$H = G_{d,m(0)} - D_{d,m(0)} = 6.29 \cdot 1000 - 1269.07 = 5024.93 \text{ Wh/m}^2$$

Factor de Corrección

Ecuación (10)

$$\begin{aligned} K &= \left[\frac{\omega_{ss} \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi - \beta) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \sin(\omega_{ss}))}{\omega_s \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\omega_s))} \right] \\ &= \left[\frac{-90.07 \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(1.81) \cdot \sin(12.1184 - 10) + (\cos(-1.81) \cdot \cos(12.1184 - 10) \cdot \sin(-90.07))}{-90.39 \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(1.81) \cdot \sin(12.1184) + (\cos(1.81) \cdot \cos(12.1184) \cdot \sin(-90.39))} \right] \\ &= 1.00 \end{aligned}$$

Radiación Directa sobre un Panel Inclinado

Ecuación (10)

$$H_{(\beta,\infty)} = H \cdot k = 5024.93 \cdot 1.00 = 5042.63 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación Difusa sobre el Panel Inclinado

Ecuación (11)

$$D_{(\beta,\alpha)} = D_{(d,m)} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) = 1269.07 \cdot \left(\frac{1 + \cos(10)}{2} \right) = 5004.33 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación Albedo sobre el Panel Inclinado

Ecuación (12)

$$AL_{(\beta,\alpha)} = \frac{\rho \cdot G_{(d,n)} \cdot (1 - \cos(\beta))}{2} = \frac{0.2 \cdot 6.29 \cdot 1000 \cdot (1 - \cos(10))}{2} = 9.56 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación Total sobre el Panel Inclinado

Ecuación (13)

$$G_{(\beta,\alpha)} = H_{(\beta,\alpha)} + D_{(\beta,\alpha)} + AL_{(\beta,\alpha)} = 5042.93 + 5004.33 + 9.56 = 6321.27 \text{ Wh/m}^2$$

Horas Sol Pico

Ecuación (14)

$$HSP(h) = \frac{G_{(\beta,\alpha)} \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}} = \frac{6321.27 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}} = 6.32$$

Potencia Pico del Sistema

Ecuación (15)

$$P_p = \frac{E_{Maxima}(Wh)}{HSP} = \frac{64.31 \cdot 1000 \cdot (5\% \text{ Perdidas por suciedad})}{6.32} = 11.73 \text{ kWp}$$

Los datos importantes de todos los cálculos realizados con anterioridad, son:

Las horas sol pico (HSP) que indican el periodo en que los módulos fotovoltaicos entregaran su máxima potencia, que para el mes de febrero se obtienen 6.32 HSP.

La potencia pico del sistema describe la potencia instalada que debe tener el parque fotovoltaico y los inversores fotovoltaicos, como mínimo para la demanda máxima de diseño se requiere que el sistema posea 11.73kWp.

Los cálculos se deben repetir para cada mes del año, la tabla a continuación resume los resultados obtenidos en periodo de un año (2018).

Tabla 4 Cuadro de Datos de Irradiación y HSP Fuente: Propia

Mes	Día	Declinación del Sol	Angulo de Salida del Sol	Angulo de Inclinación Real (Grados)	Angulo de salida del sol sobre un plano inclinado	Factor de Excentricidad	Radiación sobre el plano horizontal (Wh/m ²)	GHR Promedio (kWh/m ² /día)	Índice de Claridad (Promedio)	Fracción Difusa de la Radiación (Promedio)	Radiación Difusa (Promedio)	Radiación que llega al plano inclinado (Promedio)	Factor de Corrección	Radiación Directa sobre un panel inclinado (Promedio) Wh/m ² /día	Radiación difusa sobre un panel inclinado (Promedio) Wh/m ² /día	Radiación albedo sobre el panel inclinado Promedio Wh/m ² /día	Radiación Total sobre un panel Inclinado (Promedio) Wh/m ² /día	Horas Sol Pico del Mes (Promedio)
Enero	15	-9.25	-88.00	10.00	-88.00	1.03	9824.80	5.57	0.57	0.25	1371.63	4195.37	1.01	4239.18	4206.98	8.46	5619.27	5.62
Febrero	44	1.81	-90.39	10.00	-90.07	1.02	10485.17	6.29	0.60	0.20	1269.07	5024.93	1.00	5042.63	5004.33	9.56	6321.27	6.32
Marzo	74	22.16	-95.02	10.00	-90.86	0.99	10666.69	6.96	0.65	0.13	923.62	6031.38	0.90	5412.81	5371.69	10.57	6347.00	6.35
Abril	104	-13.03	-87.15	10.00	-87.15	0.97	8946.47	7.36	0.82	-0.09	-687.02	8042.02	1.00	8073.49	8012.17	11.17	7397.65	7.40
Mayo	134	-15.56	-86.57	10.00	-86.57	0.97	8635.84	6.58	0.76	-0.01	-92.16	6676.16	1.00	6656.13	6605.57	10.00	6573.97	6.57
Junio	164	20.92	-94.71	10.00	-90.81	0.98	10485.68	6.81	0.65	0.14	925.49	5887.51	0.91	5340.62	5300.05	10.35	6276.45	6.28
Julio	194	4.96	-91.07	10.00	-90.18	1.00	10429.96	6.15	0.59	0.22	1327.54	4821.46	0.99	4795.93	4759.50	9.34	6132.82	6.13
Agosto	224	-23.43	-84.66	10.00	-84.66	1.02	8189.48	6.85	0.84	-0.11	-769.15	7618.15	0.96	7329.70	7274.03	10.41	6570.95	6.57
Septiembre	254	6.91	-91.49	10.00	-90.26	1.03	10884.54	3.74	0.34	0.54	2030.83	1709.17	0.99	1688.33	1675.51	5.68	3724.85	3.72
Octubre	284	19.93	-94.46	10.00	-90.77	1.03	11073.13	5.97	0.54	0.28	1688.72	4282.28	0.91	3916.14	3886.39	9.07	5613.93	5.61
Noviembre	314	-17.00	-86.24	10.00	-86.24	1.01	8893.22	2.76	0.31	0.59	1621.12	1140.88	0.99	1131.87	1123.27	4.20	2757.19	2.76
Diciembre	344	-11.31	-87.54	10.00	-87.54	0.99	9253.72	5.69	0.61	0.18	1037.98	4650.02	1.01	4684.67	4649.08	8.64	5731.29	5.73
																Media	5755.55	5.76

Los datos promedios a considerar para el diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaicos son 5755.5Wh/m²/día, 5.76 HSP.

3.2.1.1 Selección de Modulo Fotovoltaico

La selección del módulo fotovoltaico se basará en el cálculo del factor de llenado, además el criterio de selección es:

- Tecnología monocristalina
- Potencia mínima de 300W
- Eficiencia mínima del 17%
- Amplio rango de temperatura de funcionamiento
- Vida útil mayor o igual a 20 años

El modulo fotovoltaico de la marca SolarWorld modelo Sunmodule Plus SW300 cumple con los requisitos descritos.

Su factor de llenado es:

Ecuación (20):

$$FF = \frac{P_{max}}{(V_{oc})(I_{sc})} = \frac{300}{(40)(9.83)} = 0.76$$

El factor de llenado de 0.76 es mayor al requisito (0.7) por tanto el modulo posee un rendimiento adecuado a sus características técnicas.

3.2.2 Calculo de Módulos Fotovoltaicos Necesarios

La cantidad de módulos necesarios se dimensionan utilizando la ecuación (17), por tanto:

$$Cantidad\ de\ Modulos\ PV = \frac{11.73 \cdot 1000}{300} = 40$$

El sistema deberá disponer de 40 módulos Sunmodule Plus SW300 para proporcionar una potencia pico de 11.73 kWp necesario para respaldar la demanda máxima de IOM. Las características técnicas del módulo son extraídas de la ficha técnica adjuntas en los anexos

Los módulos estarán dispuestos en la superficie del techo, que en relación a lo descrito en el inciso 2.3 (Potencial Fotovoltaico) la mejor ubicación de los módulos será orientados hacia el norte con Angulo azimut de 0° que dispone del aprovechamiento máximo de las horas sol pico.

3.2.3 Selección de Inversor Fotovoltaico

Las bases de selección del inversor fotovoltaico consideran lo expreso en el inciso 2.6.4, añadiendo que se priorizara la disminución de los puntos de fallas en su estructura de funcionamiento.

La opción en el mercado actual con equipamiento de última tecnología, amplia experiencia en el mercado y con orientación a prescindir de sistemas convencionales que poseen puntos de falla común que deshabilitan totalmente los sistemas fotovoltaicos, como por ejemplo sistemas que utilizan controlador de carga para bancos de baterías y módulos fotovoltaicos, que, al ser común en ese punto, un daño en ese sector, deshabilitaría ambos sistemas (baterías y módulos fotovoltaicos). El fabricante de inversores de sistemas fotovoltaicos e inversores de baterías es la marca SMA.

En su catálogo de productos el equipo conveniente es el siguiente:

Tabla 5 Datos Técnicos del Inversor Fotovoltaico

Fuente: Propia

Marca	SMA	Modelo	SMA SB7.8-1SP-US-40			
Características del Inversor Fotovoltaico						
DC INPUT						
Potencia de CC Máxima (W)	Tensión de Entrada Máxima (Voc)	Rango de tensión del MPP (V)	Máxima I por cada MPPT (A)	Cantidad de MPPT	String por entrada del MPPT	Cantidad de entradas DC por cada MPPT
7000	600	100 a 550	10	3	1	1
AC OUTPUT						
Potencia AC Máxima (W)	Conexión	Tensión	Rango de Tensión	Corriente de Salida Máxima	Frecuencia	Factor de Potencia con Potencia Asignada
6650	Monofásico	220	183 a 229	32	60 Hz	1
Factor de Desfase Ajustable	Rendimiento Máximo	Potencia de salida a +60°C	Fases de Conexión	Fases de Inyección		
0- a 0+	97.10%	6700	2	1		
OTRAS CARACTERISTICAS						
Potencia de Disipación en Funcionamiento nocturno	Tipo de Envolvente	Alt. Máxima de funcionamiento sobre el nivel del mar	Topología	Protección contra polarización Inversa	Protección Máxima Admisible	Resistencia al cortocircuito de CA
<1.8 W	NEMA 3R	2000 m	Sin transformador de Aislamiento	Diodo de Cortocircuito	50A	Regulación de Corriente

Debido a que la potencia pico necesaria es de 11.73kW, se usaran 2 inversores SMA SB7.8-1SP-US-40 en paralelo capacidad (14kWp DC, 13.3kW AC).

3.2.4 Conexiones de Módulos en Inversores Fotovoltaicos

La configuración de la conexión de los módulos fotovoltaicos hacia los inversores está limitada en SMA SB7.8-1SP-US-40 a:

- Cantidad de entradas MPPT: 3
- Cantidad de entradas DC por MPPT: 1
- Corriente máxima de cada MPPT: 10A
- Rango de tensión MPPT: 100-550 VDC
- Tensión en vacío de entrada máximo: 600 VDC
- Potencia DC máxima: 6000W

Bajo ninguna razón se debe sobrepasar las características antes descritas, por el contrario, el inversor funcionaria en sobrecarga en conexiones de entrada. Por tanto, la configuración requerida es para la distribución de los 40 módulos necesarios es:

Módulos por Entrada DC				
Módulos en Serie	Módulos en Paralelo	Voltios (MPPV)	I MPPC (A)	kW Pico
7	1	228.2	9.31	2.13
		Voltaje (Voc)	Isc (A)	Total de Módulos
		280	9.83	7

Arreglo total por cada Inversor				
Cantidad de entradas DC por cada MPPT	Cantidad de MPPT	Cantidad de Entradas DC (String)	kW Pico	Total de Módulos por Inversor
1	3	3	6.39	21
			Corriente total por cada MPPT (A)	Corriente total MPPT (A)
			9.31	27.93

Potencia total del Sistema					
Cantidad de Inversores	Potencia pico de cada Inversor	Potencia pico del Sistema	Corriente total MPPT del Sistema (A)	Total de String	Total de módulos del Sistema
2	6.39	12.78	55.86	6	42

Cada inversor tendrá 7 módulos conectados en serie por 3 cadenas en paralelo que corresponden a sus entradas MPPT, para un total de 21 módulos por inversor, al añadir un módulo más a las cadenas el inversor funcionaria en sobrecarga, 42 módulos son los dispuestos para capacidad. La discrepancia entre lo real y lo calculado es de 2 módulos,

aun con esta desigualdad el sistema siempre estará funcionando, generando energía y sin posibilidad de sobrecarga.

Por motivo de balance de la energía generada por cada cadena MPPT (el balance es un requerimiento técnico para inversores con esta topología de funcionamiento de acuerdo a información técnica del fabricante SMA) la configuración de módulos conviene realizarla de acuerdo a la descripción anterior, en este caso se excederán 2 módulos para el total del dimensionamiento inicial (40), por el contrario, a cada cadena se debe restar 1 modulo haciendo un total de 36, lo cual estaría por debajo del requerimiento mínimo.

3.3 Selección de Inversor de Baterías y Dimensionamiento de Banco de Baterías

La selección del inversor de baterías y de los acumuladores seguirá lo descrito en los incisos 2.6.4 y 2.6.2. Es conveniente que el inversor de baterías sea del mismo fabricante debido a que generalmente las soluciones integrales poseen métodos de comunicación de toda la instalación mediante bus de datos compatibles con los equipos del mismo fabricante.

En el catálogo de SMA para opciones inversores de baterías, el en relación a las condiciones de selección es el modelo Sunny Island 8.0H. Con las siguientes características:

Tabla 6 Datos Técnicos del Inversor de Baterías

Fuente: Propia

Marca	SMA	Modelo	SMA Sunny Island 8.0H			
Características del Inversor de Baterías						
DC INPUT						
Potencia de CC Asignada	Tensión de Entrada	Rango de tensión	Corriente de Carga Asignada	Corriente de Descarga Asignada	Tipo de Batería	Capacidad de Baterías de Plomo
6000	48V	41V a 63V	115A	136A	Batería de plomo: FLA, VRLA, batería de iones de litio*	100Ah a 10,000Ah
AC OUTPUT						
Potencia AC Máxima (W)	Conexión	Tensión	Rango de Tensión	Corriente de Salida Máxima	Potencia AC1 de la Red Aislada	Potencia AC2 para red pública o generador
6650	Monofásico	220	202V a 253V	26.1	6000W	11500W
Factor de Desfase Ajustable	Rendimient o Máximo	Potencia de salida a +60°C	Fases de Conexión	Fases de Inyección		
0- a 0+	97.10%	6700	2	1		
OTRAS CARACTERISTICAS						

Potencia de Disipación en Funcionamiento nocturno	Rendimiento	Alt. Máxima de funcionamiento sobre el nivel del mar	Topología	Protección contra sobrecarga	Sistema de Distribución	Protección de cortocircuito
<1.8 W	95.8%	3000 m	Transformador de Baja Frecuencia	Si	TN-S, TN-C.S, TT	Si

Se dispondrá de 1 inversor SMA Sunny Island 8.0H, funcionando uno como maestro, consiguiendo de esta manera que el sistema priorice y respalde las carga critica de 5kW durante el periodo de funcionamiento del banco de baterías.

3.3.1 Dimensionamiento de Banco de Baterías

El tipo de baterías compatible con el inversor Sunny Island 8.0 son de tipo acido plomo, VRLA, por tanto, la selección se basará en baterías con este tipo de construcción, además de funcionar bajo fuente de energía de sistemas fotovoltaicos.

Las baterías deben ser amplia vida útil, de ciclo profundo libre de mantenimiento y de alta capacidad. Por tanto, la mejor opción es:

*Tabla 7 Datos Técnicos de Baterías
Fuente: Propia*

Tipo	Característica
Modelo	SAGM 12 205
Voltaje	12
Capacidad	216Ah @ 100h
Material	Polypropylene
Batería	VRLA AGM / No derramable / Libre de Mantenimiento
Color	Marrón
IEC 61 427	+8 Años de vida

Por tanto, la configuración de banco necesaria para suministrar energía a la carga critica de 5kW durante 6 horas es:

Características de la Batería			
V (DC)	Capacidad Ah	Tipo de Ciclo	Temperatura de la batería (°C)
12	216	100%	25
V (DC) Requerido para el Banco			Factor de Temperatura
48			1

Características de la Carga			
Demanda Máxima (kW)	Horas de Autonomía	Energía Consumida (kWh)	Consumo en (Ah)
5	6	30	625

Características del Banco		
Baterías en serie	Baterías en Paralelo	Total de Baterías
4	3	12
Voltaje DC del Banco de Baterías	Capacidad del Banco (Ah)	
48	648	

Por tanto, la configuración contará con un total de 12 baterías, 4 conectadas en serie (para realizar los 48VDC) y 3 cadenas de 4 baterías para obtener la capacidad de 648Ah. Habrá un único banco de baterías con las características antes descritas, que se conectarán a un combinado DC con capacidad de 200A, en donde estarán dispuestos las conexiones de entrada de los dos inversores Sunny Island 8.0H.

3.4 Calculo de Malla de Tierra

El dimensionamiento de la malla de tierra se basa en el método descrito en el inciso 2.6.6 por tanto:

Tabla 8 Datos del Dimensionamiento de Malla de Tierra
Fuente: Propia

Datos del Suelo	
Resistividad del suelo (ρ)	60 Ohm/m
Resistividad Superficial (Ω)	5000 Ohm/m
Profundidad de la capa superficial	0.1 m
Geometría de la Malla	
Largo (X)	6 m
Ancho (Y)	3 m
Área (M^2)	18 m^2
Espacio Vertical (E_v)	3 m
Espacio Vertical (E_x)	3 m
Conductores verticales	3
Conductores Horizontales	2
Longitud total de la malla	21 m
Profundidad de la malla	0.5 m
Parámetros eléctricos	
Tiempo de duración de la falla	1 Segundos
Corriente de falla	600A
Conductor de la malla	
Tipo cobre comercial y de las tablas se obtiene los siguientes parámetros	
Conductividad	97%
Factor α @20°C [1/°C]	0.0038

K0 a 0°C:	242
Temperatura de fusión (Tm)	1084 [°C]
ρr a 20°C:	1.78 [μΩ·cm]
TCAP	3.42 [J/cm3·°C] Capacidad térmica
Tipo de unión	Soldada
Temperatura máxima de unión	450 °C
Ta	40 °C
Akcmil	918.65
Área mínima	189.88 milímetros cuadrados
Diámetro Mínimo	0.0155 mm
Conductor de diseño	1/0 AWG
Área de este conductor:	53.48 mm²
Diámetro:	0.0083 mm
Factores de Paso y Toque	
K: factor de reflexión	-0.98
Cs: Factor de reducción	0.69
Peso de la persona	70 Kg
Es (Voltaje de paso máximo)	10823.9
Et (voltaje de toque máximo)	3078.33
Resistencia de la Malla	
Resistencia de la malla	8.09
Corriente de Malla	
Corriente de malla I_G	0.68kA
Incremento del Potencial	
GPR	5460.93V
Voltaje de la Malla	
Voltaje de la malla en falla	420.18V
Voltaje de Paso	
Voltaje de paso	455.41 V

Características del conductor de la malla

1. Tipo de conductor seleccionado. Y en base al mismo verificar sus propiedades.

Ecuación (21)

$$A_{mm^2} = I * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 - T_0}{K_0 - T_a}\right)}}$$

Ecuación (22)

$$A_{kmil} = 0.6 * \frac{197.4}{\sqrt{\left(\left(\frac{3.42}{1 * 0.0038 * 1.78}\right) * \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 40}\right)\right)}} = 7.055$$

Al mínimo se selecciona calibre 1/0 desnudo.

Factores de paso y toque (Factor de reflexión)

$$k = \left(\frac{60 - 5000}{5000 + 60} \right) = -0.976$$

Factor de reducción

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{p}{p_s} \right)}{2h_s + 0.09} = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{60}{5000} \right)}{2 * 0.1 + 0.09} = 0.69$$

Resistencia de la malla

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] = 60 \left[\frac{1}{21} + \frac{1}{\sqrt{20 * 18}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{20/18}} \right) \right] \\ = 8.09$$

Corriente en la malla $I_g = 0.68kA$

Se considera la corriente de falla en 0.6 kA

Ts. El tiempo de duración de la falla serán 1 segundos.

Relación de X/R que se extrae de la tabla del IEEE

Factor de decrecimiento y factor de división

Incremento de potencia GPR

$$GPR = 8.09 * 0.68 * 1000 = 5460.93 .$$

Voltaje de la malla:

$$E_m = 420.18$$

Opciones de comprobación a través de la hoja de calculo

Corriente de Malla

Ig: 0.68 kA

Incremento de potencial

GPR: 5460.93 V (Incremento de potencial en la malla)

Voltaje de malla

Em: 420.18 V (Voltaje de la malla en falla)

Voltaje de paso

Es: 455.41 V

Las valores calculados cumple las condiciones normadas

3.5 Factibilidad Económica

En este capítulo se analizará los costos de implementación del sistema fotovoltaico híbrido inicialmente dimensionando el costo de suministro e instalación del diseño propuesto, el precio de los equipos y aparataje eléctrica se cotizaron con el valor actual del mercado.

El dimensionamiento económico del proyecto tiene como referencia los costos actuales de:

- Mano de Obra Especializada
- Costo de Transporte de instalación
- Costo de Servicios adyacentes
- Costos de materiales eléctricos de distribución, protección y conexión.
- Costo de Bienes (Inversores, Módulos Fotovoltaicos, Baterías y equipamiento de montaje)
- Costo de Importación e Impuestos de Ingreso
- Márgenes de Ganancia

3.5.1 Dimensionamiento Económico de la Propuesta

La propuesta técnica económica en relación al dimensionamiento de la instalación considera la implementación del sistema en cumplimiento con la normativa de instalaciones eléctrica NFPA 70/ NEC 2014 y aplicando el artículo 690.

El precio de un sistema fotovoltaico híbrido se lista en la siguiente tabla:

Tabla 9 Precio de Venta de un Sistema PV Híbrido
Fuente: Propia

No .	P/N	DESCRIPCION	U/M	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
I		SUMINISTRO				
1	SMASI8.0	SMA SUNNY ISLAND 8.0 SOLAR INVERTER CHARGER	UND	1	\$ 6,460.60	\$ 6,460.60
3	SB 7.0-1SP-US-41	SMA Sunny Boy 7.0-US 7kW String Inverter w/ SPS 3 MPPT	UND	2	\$ 2,816.13	\$ 5,632.25
4	SAGM 12 205	TROJAN SAGM 12 205	UND	12	\$ 294.14	\$ 3,529.73
5	-	Rack para baterías	UND	1	\$ 588.26	\$ 588.26
6	-	TPL Fuse, 150A, 170Vdc	UND	1	\$ 58.83	\$ 58.83
7	-	TPL Fuse Box	UND	1	\$ 235.32	\$ 235.32
8	-	Battery Combiner 200A	UND	1	\$ 235.32	\$ 235.32

9	SW300	Sunmodule Plus SW 300 Mono 5BB, Black Frame 300	UND	42	\$ 150.72	\$6,330.27
		Watt Monocrystalline Solar Panel -				
10	-	BougeRV 22PCS MC4 Solar Panel Cable Connectors 22 Pairs MC4 Male/Female	UND	2	\$ 23.30	\$ 46.61
11	B07H92ZZ W9	AWTSUNCON 10 pcs PV in- line Fuse Holder with Fuse, 1000v DC, 15A, Male/Female,MC4 Compatible,UL Listed	UND	2	\$ 64.71	\$ 129.43
12		INSTALACION				
13		Suministro de materiales para la instalación de: * Banco de Baterías * Estructura de Soporte para Módulos PV * Circuitos de Distribución * Conexiones Inversores (PV y Baterías) * Conexiones de Carga y Red Eléctrica	GLB	1	\$ 4,655.98	\$ 4,655.98
		* Instalaciones de acuerdo al diagrama unifilar				
14		Mano de Obra para la instalación de: * Banco de Baterías * Estructura de Soporte para Módulos PV * Circuitos de Distribución * Conexiones Inversores (PV y Baterías) * Conexiones de Carga y Red Eléctrica * Instalaciones de acuerdo al diagrama unifilar	UND	1	\$ 1,985.47	\$ 1,985.47
TOTAL DE SUMINISTRO					\$ 23,246.61	
TOTAL DE INSTALACION					\$ 6,641.44	
TOTAL SIN IVA					\$ 29,888.05	
TOTAL CON IVA					\$ 34,371.26	

Los costos reales del proyecto como ejecución de un oferente sin márgenes de ganancia se expresan en la primera columna de la siguiente tabla:

Tabla 10 Desglose de Costes de un Sistema PV Híbrido
Fuente: Propia

Costo Unitario (\$)	Costo Total (\$)	Utilidad (%)	Flete (%)	Costo Flete	Impuesto (%) DAI+ISC	Costo Impuesto	Costo+Impuesto +Flete	Utilidad total
\$ 5,230.00	\$ 5,230.00	15%	5%	\$ 261.50		\$ -	\$ 5,491.50	\$ 969.10
\$ 2,279.72	\$ 4,559.44	15%	5%	\$ 227.97		\$ -	\$ 4,787.41	\$ 844.84
\$ 200.00	\$ 2,400.00	15%	10%	\$ 240.00	15%	\$ 360.00	\$ 3,000.00	\$ 529.73
\$ 500.00	\$ 500.00	15%		\$ -		\$ -	\$ 500.00	\$ 88.26
\$ 50.00	\$ 50.00	15%		\$ -		\$ -	\$ 50.00	\$ 8.83
\$ 200.00	\$ 200.00	15%		\$ -		\$ -	\$ 200.00	\$ 35.32
\$ 200.00	\$ 200.00	15%		\$ -		\$ -	\$ 200.00	\$ 35.32
\$ 122.00	\$ 5,124.00	15%	5%	\$ 256.20		\$ -	\$ 5,380.20	\$ 950.07
\$ 18.00	\$ 36.00	15%	10%	\$ 3.60		\$ -	\$ 39.60	\$ 7.01
\$ 50.00	\$ 100.00	15%	10%	\$ 10.00		\$ -	\$ 110.00	\$ 19.43
	\$ -			\$ -		\$ -	\$ -	\$ -
\$ 4,267.52	\$ 4,267.52	15%		\$ -		\$ -	\$ 4,267.52	\$ 753.11
\$ 1,687.64	\$ 1,687.64	15%		\$ -		\$ -	\$ 1,687.64	\$ 297.83
\$ -	\$ -			\$ -		\$ -	\$ -	\$ -
\$ -	\$ -			\$ -		\$ -	\$ -	\$ -
\$ -	\$ -			\$ -		\$ -	\$ -	\$ -
\$ 14,494.92	\$ 24,044.64			\$ 999.27		\$ 360.00	\$ 25,403.91	\$ 4,484.14

El costo directo del proyecto corresponde a: 24,044.64\$, con utilidad bruta de 4,484.14\$, indicados en la última fila de la tabla anterior. El precio de ventas con impuesto de valor agregado es de: 34,371.26\$.

El costo de los servicios de instalación se dimensiono en relación a las horas hombres que conlleva una instalación de magnitudes similares, tomando 17 días de obras para el sistema fotovoltaico híbrido con personal altamente especializado.

Los impuestos de importancia se valoraron respecto al SAC¹⁴ 2019 así como el flete marítimo de importación de bienes.

Es recomendable el cambio de la aparamenta eléctrica de IOM que hasta la fecha posee hasta 15 de años de vida útil, por tanto, aunque no forma parte de los objetivos general y específico del caso de estudio se propone el cambio del equipamiento eléctrico de distribución y protección que presente evidente desgaste físico, además se incluye el cambio del medidor de energía convencional a uno bidireccional que indique la energía entregada, recibida, neta y unidireccional, a continuación, se lista la descripción de suministros y obras.

¹⁴ SAC: Sistema Arancelario Centroamericano

Tabla 11 Propuesta de Reemplazo de Aparamenta Eléctrica
Fuente: Propia

No .	P/N	DESCRIPCION	U/M	CANTIDA D	PRECIO UNITAR IO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
I		SUMINISTRO				
1	N.A.	Materiales Eléctricos Para la Sustitución y ordenamiento de Aparamenta de Protección y Distribución Eléctrica en mal estado, incluye: * Conductor eléctrico THHN #12 AWG para circuitos ramales * Reemplazo de tramos de canalización con tubería PVC de 1/2" * Cajas de Registro EMT de 4"x4" * Reemplazo de Breaker de distribución de tipo CH enchufable * Reemplazo de Breaker Principal en 2x125A CH tipo CC	UND	1	\$ 1,236.88	\$ 1,236.88
1	G98 0852	Medidor Bidireccional, Itron - Centron C1SD, 240V, 200A, 3 Wire, w/ socket de montaje	UND	1	\$ 336.49	\$ 336.49
12		INSTALACION				
1	N.A.	Mano de Obra de Instalación Incluye: * Traslado de Materiales al lugar de instalación Reemplazo de: * Conductor eléctrico THHN #12 AWG para circuitos ramales * Reemplazo de tramos de canalización con tubería PVC de 1/2" * Cajas de Registro EMT de 4"x4" * Reemplazo de Breaker de distribución de tipo CH enchufable * Reemplazo de Breaker Principal en 2x125A CH tipo CC * Contador de energía por Medidor Bidireccional, Itron - Centron C1SD	GLB	1	\$ 1,037.42	\$ 1,037.42
TOTAL DE SUMINISTRO					\$	1,573.36
TOTAL DE INSTALACION					\$	1,037.42
TOTAL SIN IVA					\$	2,610.78
TOTAL CON IVA					\$	3,002.40

El costo total del suministro e instalación es de 2,219.11 \$, que incluye el costo de importación (solo flete debido a que no paga impuestos de ingreso al país) del medidor bidireccional Centron C1SD, se ejecutara con una utilidad neta de 391.67\$. El tiempo de ejecución de las actividades es de 8 días en horarios hábiles, lunes a viernes de 8:00 AM a 5:30 PM.

La viabilidad económica se analizará en incisos posteriores y solo estudiará las condiciones del sistema fotovoltaico híbrido.

Valor Actual Neto (VAN):

Es el valor actual de la inversión y de los flujos netos, es decir, flujos en los cuales en cada periodo ya se efectuó el cálculo de ingresos menos egresos del proyecto. La tasa de descuento que se utiliza es el COK, esta tasa se puede considerar como un costo adicional del proyecto, que castiga los beneficios futuros (ya que los disminuye) debido a que hoy estos no son efectivos. El criterio de decisión es el siguiente:

- $VAN > 0$, es recomendable realizar la inversión, indica que se obtendrá una ganancia respecto a la mejor alternativa de inversión.
- $VAN = 0$, es indiferente que se elija la inversión propuesta o se invierta en la mejor alternativa. Es decir, la rentabilidad que proporcionan es la misma.
- $VAN < 0$, el inversionista deja de ganar respecto a su mejor alternativa, por lo que no es conveniente realizar el proyecto

El VAN se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} \quad (32)$$

Donde:

VAN : Valor actual neto

n : Vida útil del proyecto

i : Año de operación

r : Tasa de Descuento (COK)

FC : Flujo de Caja (Diferencia entre ingresos y egresos de activos monetarios)

Tasa Interna de Rentabilidad:

La tasa de rendimiento interno debe ser comparada con una tasa mínima de corte, que representa el costo de oportunidad de la inversión. Se trata de dos porcentajes que pueden ser comparados de forma directa, y el que sea mayor, representara entonces una mayor rentabilidad.

De esta forma, se puede realizar una comparación simple entre ambos porcentajes y de acuerdo a esta comparación se determina si el proyecto se debe o no se debe llevar a cabo. El análisis de la TIR es el siguiente, donde r es el costo de oportunidad.

- Si $TIR > r$ (**COK**), entonces se rechazara el proyecto.

- Si $TIR = r$ (**COK**), indiferente aprobar o rechazar el proyecto.
- Si $TIR < r$ (**COK**), entonces se aprobará el proyecto.

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} \quad (33)$$

TIR : Tasa interna de retorno

n : Vida útil del proyecto

i : Año de operación

FC : Flujo de Caja

Retorno de la inversión (ROI):

Es un indicador financiero que permite determinar el periodo de tiempo en el cual la inversión realizada puede ser recuperada. Para su cálculo se utiliza el valor de flujo de fondos netos del proyecto, actualizados con la tasa de descuento r .

3.5.2 Análisis financiero

El análisis financiero de viabilidad del proyecto se realizará con el cálculo e interpretación del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). La consideración del estudio abarcará los escenarios de:

- Venta de Energía
- Autoconsumo de Energía (Sin opción a venta)

Aunque las condiciones actuales en términos legislativos no permiten la venta de energía como generación distribuida y sin poseer aval de agente generador, aun bajo esta limitante se analizara esta opción.

3.5.3 Análisis de la Proyección

Sistema Fotovoltaico Híbrido con Opción a Venta de Energía

El análisis tomara como base un periodo de 5 años para su estudio, partiendo del año cero que se caracteriza como el periodo de inversión inicial en donde el flujo de caja es siempre negativo, dicho costo inicial será 40,814.33\$ con un costo de mantenimiento preventivo

anual de 1200\$ para todo el sistema, dos mantenimientos por año, considerando que cada año este costo incrementara un 5%.

La venta de energía excedente representada los ingresos al flujo de caja, el precio de la energía es de referencia a indicativos promedios del Banco Central de Nicaragua para tarifas comerciales básicas, como precio inicial de 0.18\$/kWh, con un incremento anual del 1%.

Tabla 12 Datos de Generación PV

Fuente: Propia

Datos de Generación	
Potencia Pico del Sistema (kWp)	12.78
HSP (Promedio al Año)	5.73
Pérdidas totales por Suciedad y Cableado	6%

Tabla 13 Proyecciones Anuales de Facturación y Consumo Sistema PV Híbrido

Fuente: Propia

Proyecciones Anuales de Facturación y Consumo				
Periodo	Consumo de Energía Anual	Costo de Facturación Anual	Cambio (\$-C\$)	% de Incremento en la Facturación Anual
0	643.64	\$ 4,988.02	C\$33.30	0%
1	643.64	\$ 5,037.90	C\$34.97	1%
2	643.64	\$ 5,395.60	C\$36.71	2%
3	643.64	\$ 5,835.34	C\$38.55	3%
4	643.64	\$ 6,372.19	C\$40.48	4%
5	643.64	\$ 7,025.34	C\$42.50	5%

Tabla 14 Energía Generada, Consumida y Vendida del Sistema Híbrido PV

Fuente: Propia

Periodo	Energía Generada al Año kWh	Consumo de Energía (kWh)	Excedente de Energía (kWh)	Escenario de Venta
0	25125.0	643.64	24481.4	\$ 4,322.84
1	25125.0	643.64	24481.4	\$ 4,366.06
2	25125.0	643.64	24481.4	\$ 4,399.29
3	25125.0	643.64	24481.4	\$ 4,423.19
4	25125.0	643.64	24481.4	\$ 4,438.40
5	25125.0	643.64	24481.4	\$ 4,445.51

En relación a la diferencia de energía generada versus la consumida, el excedente en escenario de venta y considerando lo anterior descrito se expone en la tabla 14.

Los costó de facturación de la tabla 13 serán tomados como ingresos en el flujo de caja debido que es un costo que está siendo asumido por el sistema fotovoltaico.

Por tanto, el flujo de caja en el periodo de estudio es:

Tabla 15 Flujo de Caja Sistema PV Híbrido

Fuente: Propia

	Costo del Proyecto		\$ 34,371.26
Periodo	Egreso	Ingreso	Flujo de Caja
0	\$ 35,571.26	\$ 9,310.86	\$-26,260.40
1	\$ 1,200.00	\$ 9,403.97	\$ 8,203.97
2	\$ 1,260.00	\$ 9,794.89	\$ 8,534.89
3	\$ 1,323.00	\$10,258.53	\$ 8,935.53
4	\$ 1,389.15	\$10,810.58	\$ 9,421.43
5	\$ 1,458.61	\$11,470.85	\$ 10,012.24

En relación a los flujos de cajas y aplicando la fórmula 32 y 33 se obtienen los siguientes resultados para el periodo de estudio.

Tipo de interés	0%	5%	10%	15%	20%
VAN	\$ 18,847.66	\$ 12,609.03	\$ 7,616.56	\$ 3,566.93	\$ 241.48
TIR	20.40%	20.40%	20.40%	20.40%	20.40%

Resultado VAN Rentable Rentable Rentable Rentable Rentable

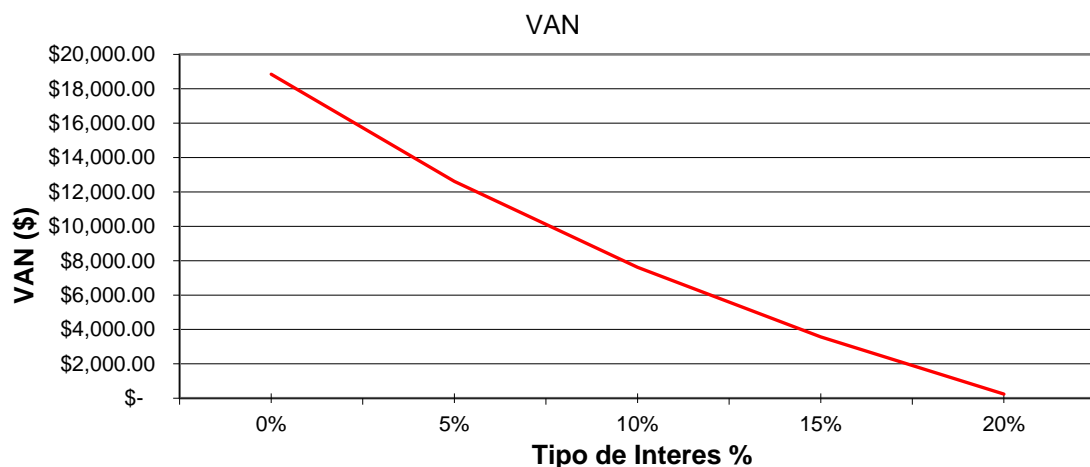


Ilustración 39 Comportamiento del VAN y TIR, Opción Venta de Energía

Fuente: Propia

La ilustración 39 formado a partir de los resultados obtenidos en análisis del VAN y TIR en relación a los flujos de cajas en un periodo de estudio de 5 años, indica que el proyecto es totalmente viable y dispondrá de ganancias considerables si se decide invertir bajo tasa de interés y retorno menores al 20.40% (Generalmente la tasa de interés del mercado para proyectos similares oscila entre 10%-12%) con ganancias que podrían llegar a 7,616.56\$ en el periodo de estudio en un costo de oportunidad de 15%.

Además de lo descrito anteriormente, la vida útil del sistema híbrido es de 20 años, es decir que los beneficios de la inversión después del periodo de recuperación del capital invertido (5 años) gozaran de aproximadamente 15 años de energía gratis y una ganancia aproximada de 4,000\$ dólares por año gracias al excedente vendido e inyectado directamente a la red de distribución comercial.

Sistema Fotovoltaico Híbrido sin Opción a Venta de Energía

Las bases del análisis son las mismas del caso anterior, a excepción del periodo de análisis que como primicia se realizara a 10 años ya que la viabilidad bajo condiciones menores era nula para una tasa de interés mayor o igual al 10%. Por tanto, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 16 Proyecciones Anuales de Facturación y Consumo Sistema PV Híbrido (A)
Fuente: Propia

Proyecciones Anuales de Facturación y Consumo				
Periodo	Consumo de Energía Anual	Costo de Facturación Anual	Cambio (\$-C\$)	% de Incremento en la Facturación Anual
1	643.64	\$ 4,988.02	C\$33.30	0%
2	643.64	\$ 5,037.90	C\$34.97	1%
3	643.64	\$ 5,395.60	C\$36.71	2%
4	643.64	\$ 5,835.34	C\$38.55	3%
5	643.64	\$ 6,372.19	C\$40.48	4%
6	643.64	\$ 7,025.34	C\$42.50	5%
7	643.64	\$ 7,819.20	C\$44.63	6%
8	643.64	\$ 8,784.87	C\$46.86	7%
9	643.64	\$ 9,962.04	C\$49.20	8%
10	643.64	\$ 11,401.56	C\$51.66	9%

Tabla 17 Flujo de Caja Sistema PV Híbrido (A)
Fuente: Propia

	Costo del Proyecto		\$ 34,371.26
Periodo	Egreso	Ingreso	Flujo de Caja
0	\$ 35,571.26	\$ 4,988.02	\$-30,583.24
1	\$ 1,200.00	\$ 5,037.90	\$ 3,837.90
2	\$ 1,260.00	\$ 5,395.60	\$ 4,135.60
3	\$ 1,323.00	\$ 5,835.34	\$ 4,512.34

4	\$ 1,389.15	\$ 6,372.19	\$ 4,983.04
5	\$ 1,458.61	\$ 7,025.34	\$ 5,566.73
6	\$ 1,458.61	\$ 7,819.20	\$ 6,360.59
7	\$ 1,531.54	\$ 8,784.87	\$ 7,253.33
8	\$ 5,384.70	\$ 9,962.04	\$ 4,577.34
9	\$ 1,608.11	\$11,401.56	\$ 9,793.44
10	\$ 1,688.52	\$13,168.80	\$ 11,480.28

Tipo de interés	0%	5%	10%	12%	15%
VAN	\$ 31,917.35	\$ 15,542.32	\$ 4,601.16	\$ 1,257.83	\$ -2,940.52
TIR	12.83%	12.83%	12.83%	12.83%	12.83%

Resultado VAN **Rentable** **Rentable** **Rentable** **Rentable** **NO Rentable**

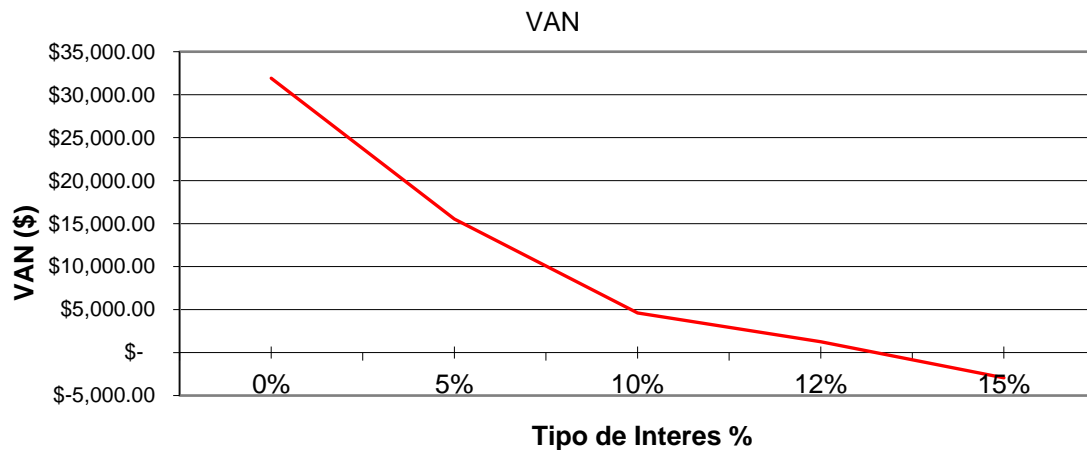


Ilustración 40 Comportamiento del VAN y TIR, Opción Venta de Energía y Sistema (A)
Fuente: Propia

Sin la opción a venta de energía obviamente las ganancias son totalmente mermadas al autoconsumo de energía, siendo el proyecto viable solo a un periodo de estudio de 10 años y con una tasa interna de retorno menor al 12.82% se logran obtener ganancias hasta ese año de 4,604.16\$ con un costo de oportunidad real 10% o 1,257.83\$ para la tasa interés mayor en un 12%, las ganancias descritas se obtienen si se decide invertir al momento del estudio en el proyecto, posteriormente se dispondrá de energía gratis durante el resto de la vida útil, 10 años.

En todo caso la opción que ofrece mejores prestaciones es el sistema con opción a venta energía (aunque en la realidad no se puede obtener remuneración por generación distribuida), quizás en un corto plazo se disponga del estado legislativo adecuado para prestar una mejor viabilidad económica del proyecto.

La realidad del análisis será el sistema fotovoltaico híbrido sin opción a venta de energía descrito anteriormente, siendo el proyecto totalmente viable para un periodo de recuperación de 10 años y con una tasa de interés del 12% anual, que presenta ganancias al momento de la inversión 1,257.83\$ y 4,601.16\$.

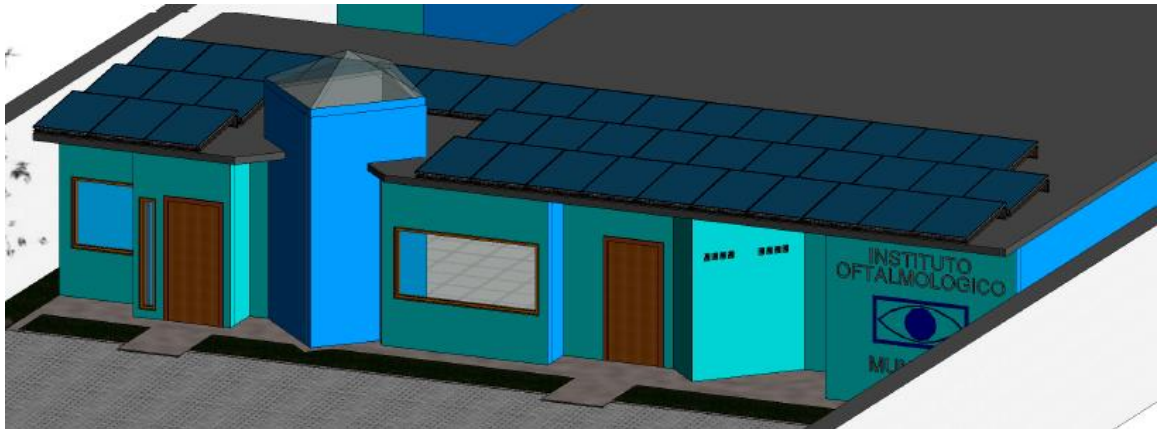
3.6 Descripción Integral del Sistema

En este inciso se describirá el diseño de integración del sistema fotovoltaico híbrido en las condiciones actuales del sistema eléctrico de IOM, la referencia de las especificaciones tomará sus bases en el desarrollo de caso de estudio con relación al equipamiento seleccionado, su objetivo y teoría de funcionamiento.

Disposición Real de Módulos Fotovoltaicos

En incisos anteriores se definió la ubicación de los módulos fotovoltaicos sobre la superficie del techo, la disposición se mantiene, y se instalarán los 42 módulos Sunmodule Plus SW300 como capacidad de potencia hacia carga total.

La disposición real se muestra a continuación:



*Ilustración 41 Disposición de Módulos PV en Techo de IOM
Fuente: Propia*

La ilustración 41 muestra un diseño real de ubicación del total de 42 módulos, en una superficie de techo de 0° (no toda la superficie posee está inclinado, solo el área de módulos PV), como consecuencia de evitar pérdidas por suciedad los módulos serán instalados en estructuras metálicas de con un ángulo de declinación de 10°, orientados a 0° de azimut norte.

Cuarto Eléctrico

El edificio de IOM tendrá disponible un cuarto denominado eléctrico con dimensiones de 3.0x3.2 metros, en donde se ubicará todo el equipo de inversores de fotovoltaicos, inversores de baterías, baterías, barras de tierra y centros de carga para distribución y protección.

Las condiciones del cuarto eléctrico son adecuadas para la instalación debido a que actualmente cuenta con sistema de climatización, seguridad de acceso, y área disponible para la implementación del nuevo sistema fotovoltaico híbrido.

La distribución de equipos se realizará de la siguiente manera:

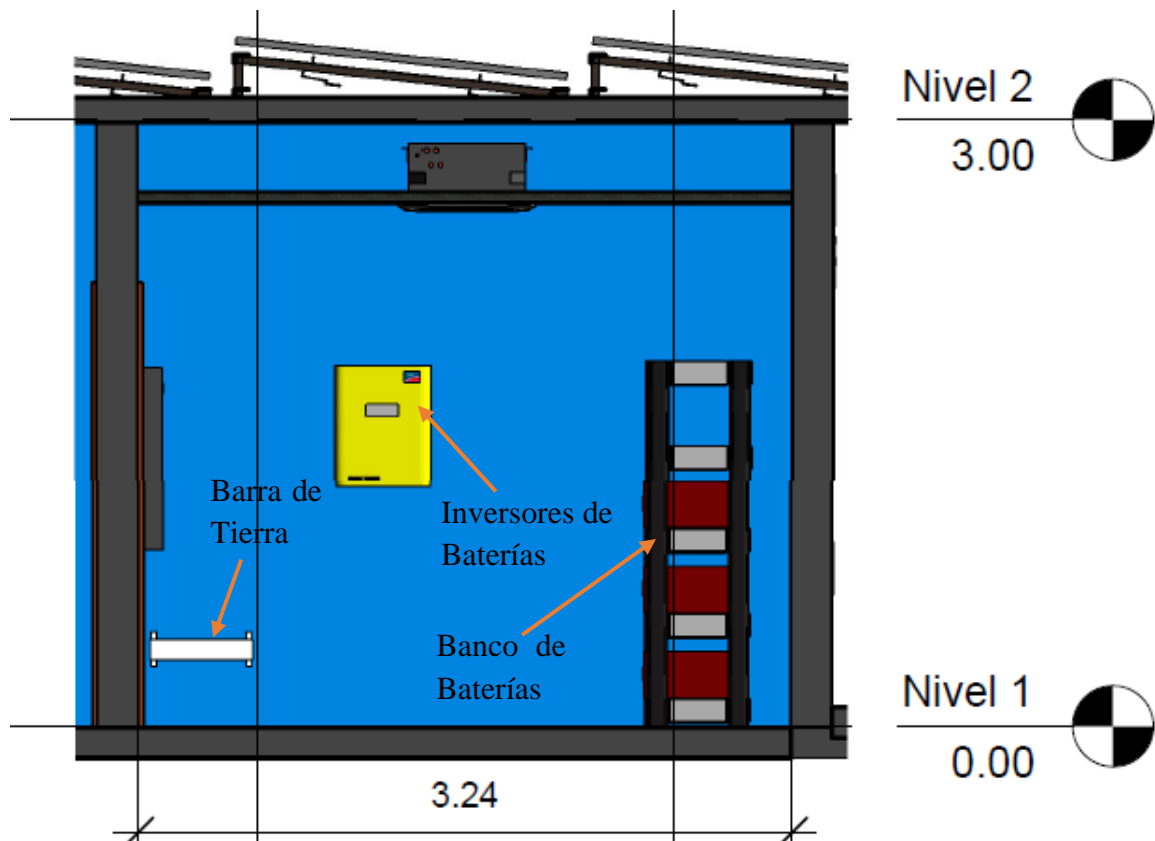


Ilustración 42 Distribución de Equipos en Cuarto Eléctrico IOM (1)
Fuente: Propia

La barra de tierra de material cobre con dimensiones 1/4"X4"X20" y se utilizara para aterrizamiento físico de estructuras y equipos eléctricos o portadores de distribución eléctrica hacia la malla de tierra diseñada.

Como motivo de aprovechar la huella de espacio se utilizará un rack para la ubicación de las baterías que conforman el banco, la estructura será metálica y estará aterrizada a la barra de tierra.

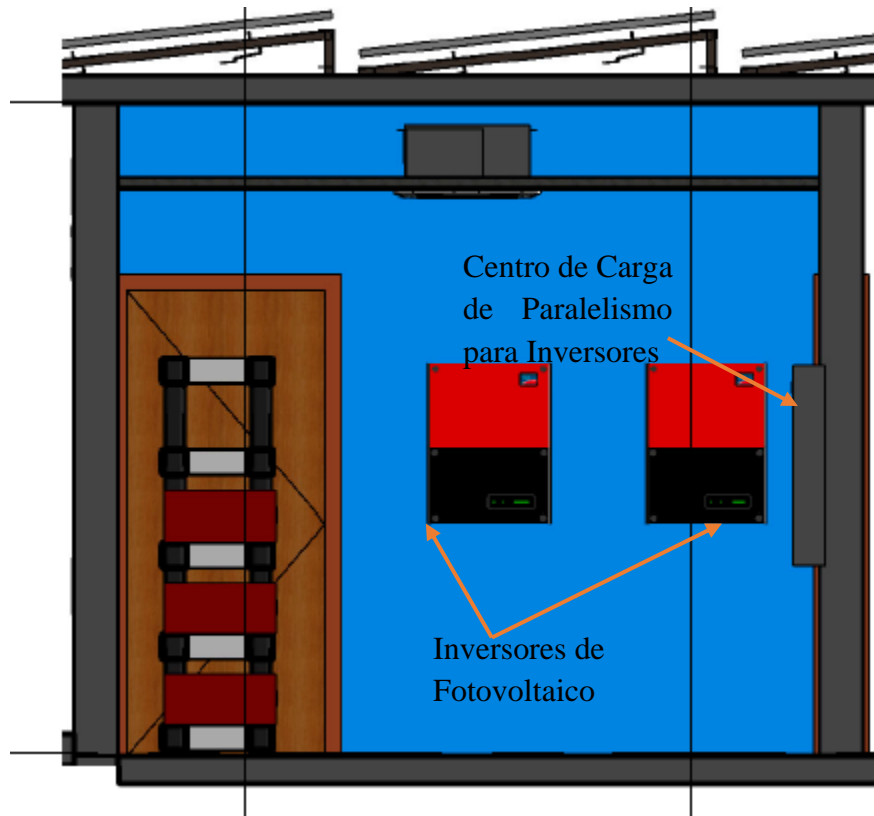


Ilustración 43 Distribución de Equipos en Cuarto Eléctrico IOM (1)
Fuente: Propia

En el cuarto se instalarán centros de carga para realizar el paralelo capacidad de los inversores fotovoltaicos y como protección termomagnética de inversor de baterías.

Diagrama Unifilar

Conexión de Módulos Fotovoltaicos e Inversor

La configuración de las conexiones del módulo fotovoltaico hacia el inversor se realizará según lo descrito en el inciso 3.2.4 e ilustrado a continuación:

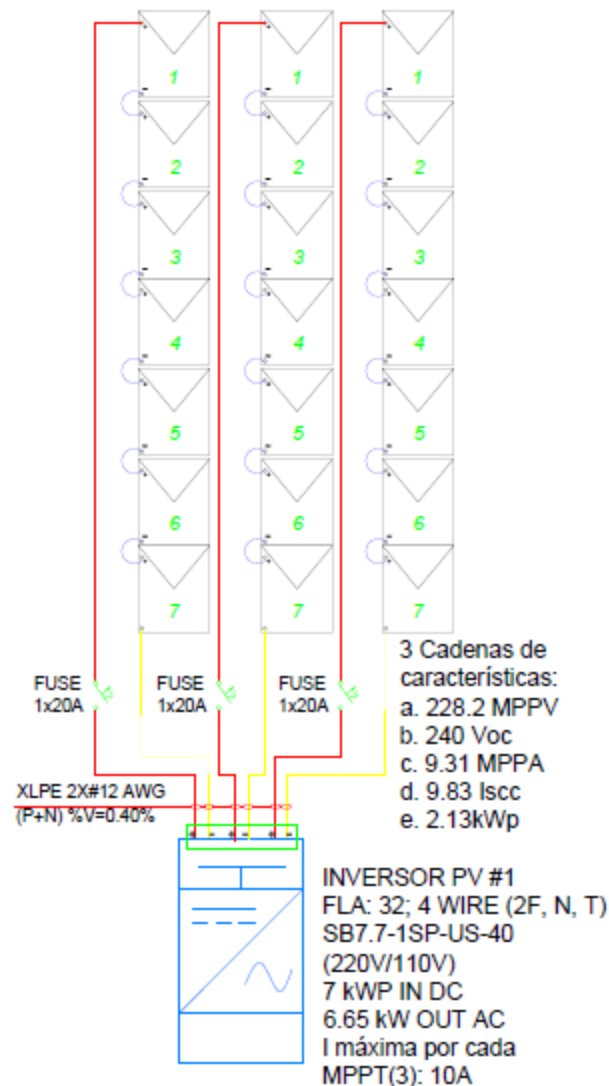


Ilustración 44 Conexión de Módulos en Inversor Fotovoltaico
Fuente. Propia

Los módulos fotovoltaicos se conectarán en cada de 7 módulos en serie y 3 en paralelo (Conectados en las entradas MPPT del inversor) que proporcionarán una potencia de 2.13kWp por cadena para un total de 6.65kWp en el inversor fotovoltaico.

El inversor funcionara bajo condiciones de seguimiento de punto máximo ya que el voltaje de configuración serie de los módulos está dentro del rango mínimo para el funcionamiento del MPPT.

La corriente máxima por cadena bajo condiciones de funcionamiento normal será de 9.31A, con una distribución mediante conductores diseñados para instalaciones fotovoltaicas tipo XLPE de un calibre #12 AWG como mínimo para instalaciones

La protección de las entradas DC hacia el inversor se realizará mediante fusibles cilíndricos de 20A para uso fotovoltaico para protección contra sobrecarga y cortocircuito, montados en portafusible y a su vez dentro de una envolvente de tipo NEMA 3R.

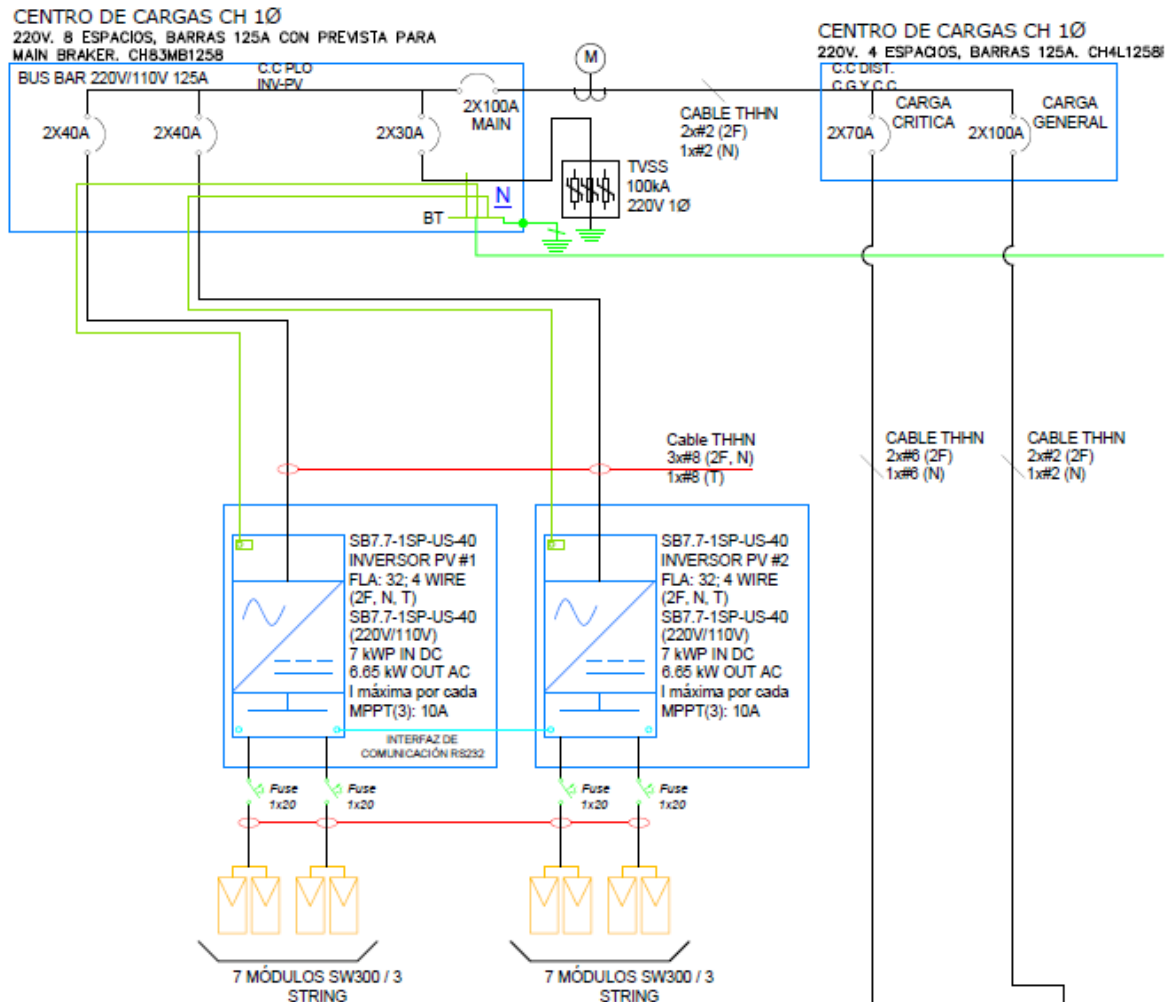


Ilustración 45 Conexión de Inversores PV a red
Fuente: Propia

La ilustración 45 muestra gráficamente la conexión AC y DC de los inversores fotovoltaico SMA SB7.7-1SP-US-40, poseen su salida AC hacia un punto común como el centro de cargas CH83MB125B, el cual funciona como un medio físico para realizar la conexión en paralelo capacidad que permita el sincronismo entre inversores fotovoltaicos y el servicio eléctrico comercial.

En el centro de cargas CH83MB125B también se encuentra instalado un supresor de transientes, que evita sobretensión transitorio proveniente de la generación fotovoltaica hacia la carga eléctrica protegida, este será disipada en tierra como función de los varistores del supresor.

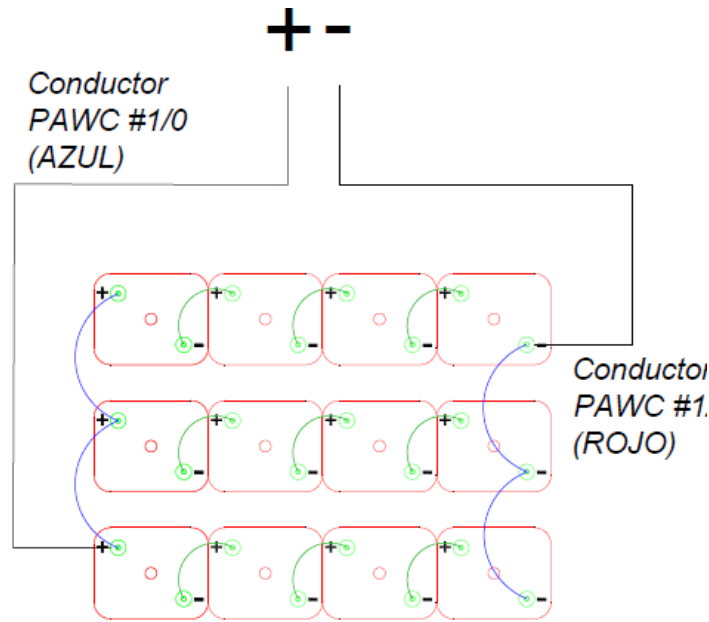
Aguas abajo del supresor de transientes se ubica un medidor de energía que censa, kWh y kVARh, energía activa y reactiva generada.

Un centro de cargas de 4 espacios es parte del diseño y su propósito es separar de los centros de distribución de energía las cargas críticas de las cargas de uso general, esto para diseñar e implementar sistemas de respaldo propiamente al equipamiento crítico y no dimensionarlo hacia una mezcla de cargas eléctricas que contribuirán a aumentar los costos de diseño e implementación.

Se instalará un medidor bidireccional en el punto de conexión entre el breaker principal y la acometida eléctrica principal que proviene del servicio eléctrico comercial, el objetivo será la medición del flujo de energía de consumo hacia la carga eléctrica o inyección al sistema eléctrico comercial, que generan el sistema fotovoltaico híbrido y/o el servicio comercial, de esta manera se realizará gestión y seguimiento para el máximo aprovechamiento del sistema.

Conexión de Baterías e Inversor

El banco de baterías tendrá las características de conexión expresadas en el inciso 3.3.1. Para evitar que la corriente de carga en cada cadena paralelo sea diferente por motivo de resistencia interna de las baterías y resistencia del cableado eléctrico, la conexión necesaria para evitar esta condición es la siguiente:



BATERÍAS TIPO VRLA AGM 12V 216 Ah EN CONFIGURACIÓN;

4 BATERÍAS CONECTADAS EN SERIE Y 3 CADENAS CONECTADAS EN PARALELO PARA UN TOTAL DE 12 BATERÍAS, OBTENIENDO UNA CONFIGURACIÓN DE BANCO DE 48VDC Y 648 Ah

Ilustración 46 Conexión de Banco de Baterías
Fuente: Propia

La conexión de las baterías hacia el inversor, posteriormente hacia la entrada de corriente alterna (servicio eléctrico comercial) y carga eléctrica protegida, se realiza de la siguiente manera:

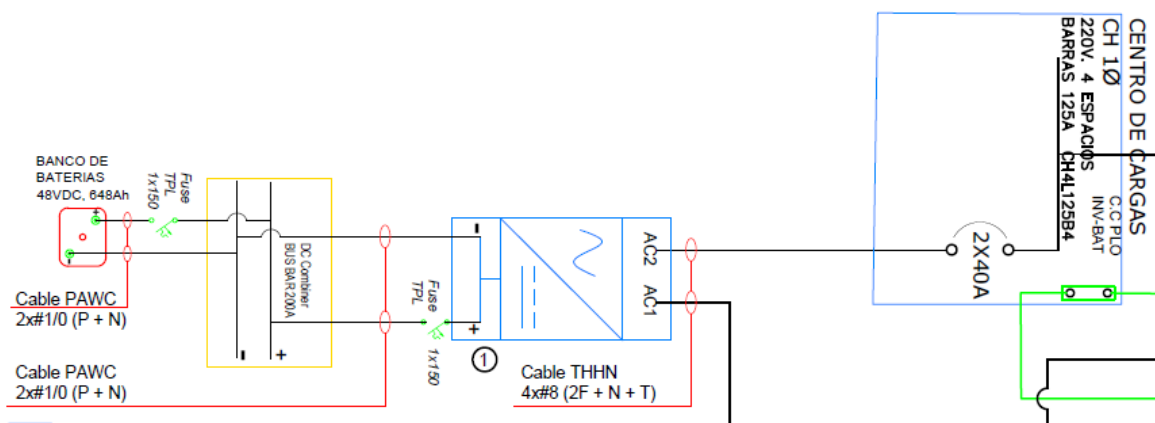


Ilustración 47 Conexión del Inversor de Baterías
Fuente: Propia

La entrada DC del banco de baterías se conectará a un DC Combiner de 200A, su función será realizar conexiones comunes para las entradas DC de los inversores Sunny Island

8.0H, de esta forma se conseguirá no utilizar bancos de baterías en paralelo que incremente el tiempo de respaldo.

La protección de entrada de las baterías son fusible tipo TPL de acuerdo a la normativa IEC 60269, su capacidad si dimensiono para la corriente de carga/descarga máxima de las baterías.

La entrada AC2 del inversor de baterías corresponde a una conexión del servicio eléctrico comercial, la salida/entrada AC1 es la carga eléctrica a respaldo (salida) y a su vez es el punto de convergencia entre inversor de baterías y el inversor fotovoltaico, ambos sincronizados y funcionando en paralelo, con la función de AC1 y AC2 la gestión de carga se baterías prioriza la fuente energía proveniente de la generación fotovoltaica y no la de la red eléctrica comercial.

Descripción de la Disponibilidad

En relación al diseño eléctrico y el diagrama unifilar adjunto en anexos, se dispone un sistema de alta disponibilidad que aumenta la confiabilidad del sistema, por las siguientes.

- El diseño no cuenta con un controlador de carga que posea conexiones comunes de módulos fotovoltaicos y bancos de baterías, por el contrario, los inversores son totalmente independiente y su funcionamiento no es dependiente entre sí, por tanto, esta topología de funcionamiento elimina un punto crítico que falla que fácilmente puede deshabilitar todo el sistema hibrido fotovoltaico.
- El diseño eléctrico propone la separación de cargas eléctricas críticas y generales con el objetivo de gestionar y accionar las fuentes de energía que protegen las cargas de prioridad.
- Sistema de protección, distribución y respaldo totalmente nuevo con vida útil de hasta 20 años.
- Múltiples fuentes de energía, el diseño está constituido por 4 fuentes de energía independientes tales como: Servicio Eléctrico Comercial, Generador Eléctrico a base de Motor de Combustión Interna, Energía Fotovoltaica y Almacenamiento de Energía con baterías de tipo AGM VRLA

Conclusiones

1. El sistema fotovoltaico híbrido se diseñó mediante históricos de energía máxima consumida en un periodo de estudio de un año, por tal razón, la capacidad del sistema es adecuada a la máxima potencia demanda por la carga eléctrica del Instituto Oftalmológico Manguia, además al ser un sistema conectado a red y funcionando forma paralela sincronizada en condiciones de sobrecarga el servicio eléctrico comercial asumirá el excedente de potencia. La potencia del sistema se determinó en 12.78kWp como capacidad.
2. La ubicación de los módulos fotovoltaicos está basada en el estudio de la trayectoria del sol en el periodo de un año, que básicamente por el movimiento de traslación y rotación de la tierra la irradiación sobre los módulos fotovoltaicos varia en los diferentes meses del año, siendo marzo y abril los mejores meses para la generación de energía
3. El análisis financiero para la implementación de la propuesta del sistema fotovoltaico híbrido describe condiciones de: venta de energía, sin opción a venta de energía, en todas las opciones se considera por el dimensionamiento de capacidad del sistema fotovoltaico que en todo momento la generación de energía podrá ser totalmente para autoconsumo, sin embargo, el sistema es capaz de generar más de la energía necesaria en periodos de potencia pico y baja demanda, en este caso la diferencia no será comercializada (por motivos legislativos).
4. La condición real de funcionamiento conveniente para esta propuesta es sin venta de energía, que con una tasa de interés del 12% y un periodo de recuperación de la inversión de casi 10 años el proyecto es totalmente rentable, con 10 años de energía gratis por la vida útil de 20 años del equipamiento, la inversión total es de 34,371.26\$
5. Los beneficios medio ambientales radican en no contribuir al consumo de energía proveniente de combustibles fósiles que afectan considerablemente el medio ambiente, debido a que el estudio presenta disposición de módulos sobre tejado, el área de ocupación no afecta áreas verdes, ni obstruye el desarrollo del medio ambiente aledaño.

Recomendaciones

1. El cambio de toda la aparamenta eléctrica de distribución y protección será conveniente para prolongar la vida útil de la nueva instalación a los 20 años de funcionamiento del sistema solar fotovoltaico hibrido, se describe una propuesta de reemplazo en el inciso 3.5.1.
2. Se sugiere el cambio del generador portátil por un estacionario con capacidad de funcionamiento en modo principal y sistema de enfriamiento por radiador y ventilador, para prolongadas horas de prestaciones, de igual manera el cambio del interruptor doble tiro para transición de fuentes por una transferencia con conmutación automática entre fuentes mediante interruptor principal accionado por solenoide y control de condiciones de transferencia por voltaje y frecuencia.
3. Se deberá realizar cambios de los acumuladores en un máximo de 8 años de funcionamiento, sus condiciones óptimas de funcionamiento deben ser bajo temperatura controlado para aprovechar el máximo desempeño de los monobloques de 12VDC y 216Ah, aun cuando la batería es libre de mantenimiento es conveniente realizar mantenimiento preventivo al menos una vez al año que contemplen realizar la limpieza de borneras, barras colectoras positiva y negativa de conexión para evitar pérdidas por sulfatación, también realizar mediciones de conductancia, resistencia interna y porcentaje de vida de las baterías.

Bibliografía

LIBROS

- [1] Bergamasco, L. y Asinari, P. *Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Further improvements by ortho-image analysis an application to Turin (Italy)*. Solar Energy, 85, pp. 2741-2756. 2011.
- [2] M Narciso, *Problemas Resueltos de Tecnología Eléctrica*. 3^{ra} Edición, España, Editorial Thomson Ediciones Spain, 2006.
- [3] Colmenar A. *Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión; Diseño, Calculo, Dirección, Seguridad y Montaje*. 2^{da} Edición, México, Editorial Mc Graw Hill.
- [4] Alcor, E (1995). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Segunda Edición. PROGENSA. ISBN 84-86505-54-2. España.

MANUALES

- [5] Fundación de la Energía de la comunidad de Madrid, *Guía Básica De La Gestión De La Demanda Eléctrica*, Universidad de Madrid, 2^{ra} Edición, España, Graficas Elisa S.A, 2011.
- [6] Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda y la Fundación de la energía de la comunidad de Madrid, *Guía de Integración Solar Fotovoltaica*, 1^{ra} Edición, España, Graficas Elisa S.A, 2011.
- [7] *Guía práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable*, Publicado por el instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE), 3^{ra} Edición.
- [8] *Manual Técnico de Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión*, Servicios Condumex, México D.F., ISBN 968 –7987-13
- [9] Costa Rica, Biomass Users Network (2002). *Manual Sobre Energía Renovable Solar Fotovoltaica (1a Ed)*. San Jose.

[10] Estados Unidos, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding (2000). *IEEE-SA Standards Board (1a Ed). New York.*

REVISTAS

[11] Photovoltaic Technology Research Advisory Council (2005). *A Vision for Photovoltaic Technology. Luxemburgo.*

[12] Unión General de Trabajadores (2005). *Propuesta para el Desarrollo de Energía Solar Fotovoltaica.*

[13] Cubillo R. (2014, Julio 26). Sociedad Fotovoltaica. *Revista Chilena de Ingeniera*, pp A1-A5.

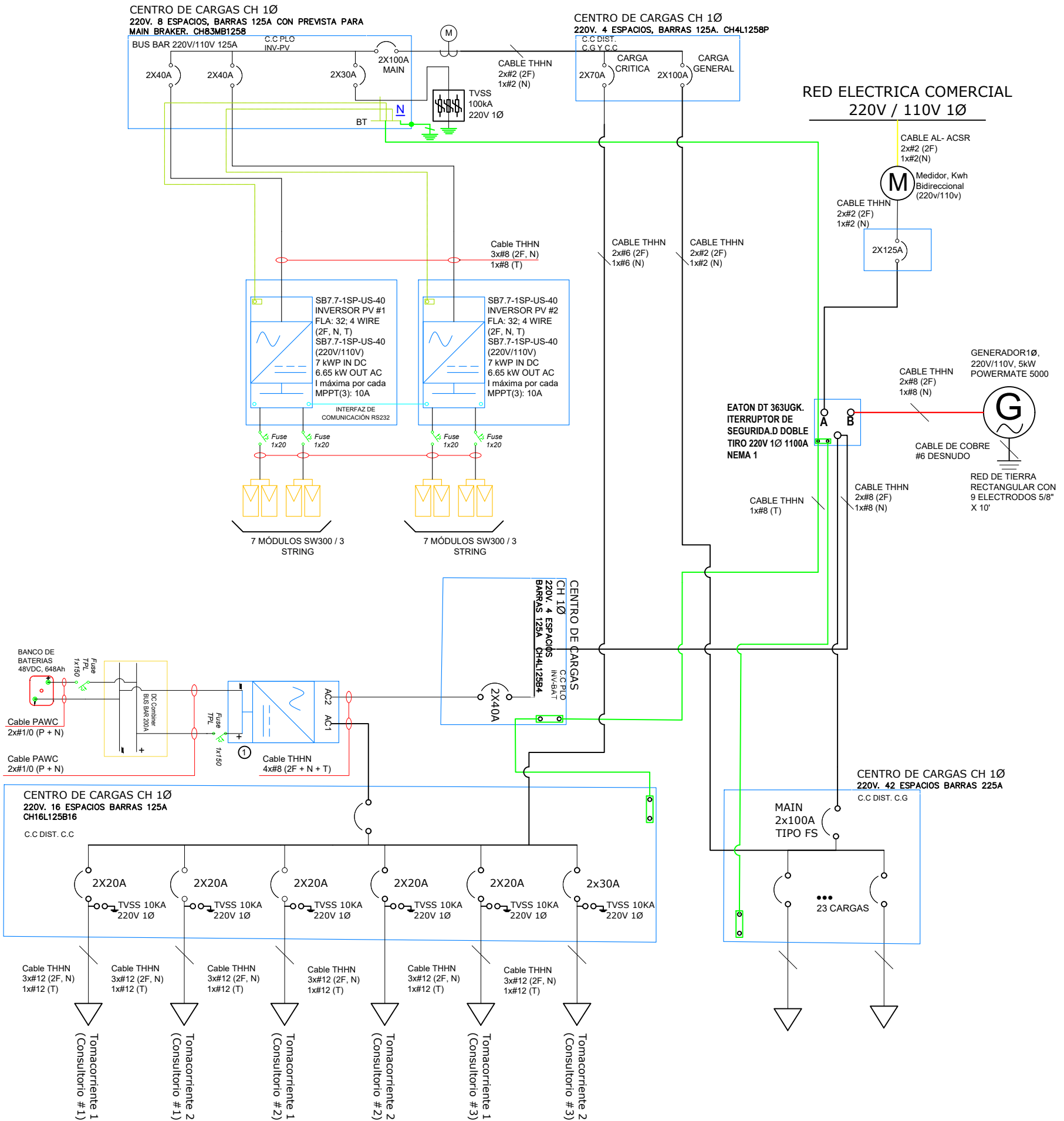
INFORMES

[14] Pertz A. (2012). *Energía Solar: Una Solución Renovable. Ciudad de México.*

[15] Stolik, D. (2014). *La Energia FV: Oportunidad y Necesidad para Cuba. La Habana: Universidad de La Habana.*

[16] FAO (2000). *Energía Solar Fotovoltaica. Van Campen, B., FAO. Roma.*

ANEXOS



1 SUNNY ISLAND 8.0H
AC1 CONEXIÓN PARA SISTEMA AISLADO: 6 kW, 60 Hz, 202V- 253V, 26.1A

AC2 CONEXIÓN PARA RED COMERCIAL Y GENERADOR: 11.5 kW, 60Hz, 172.5V-164.5V

CONEXIÓN DC 48V, CORRIENTE DE CARGA (IC) 115A, CORRIENTE DE DESCARGA (ID) 136A,
CAPACIDAD DE BATERÍA 100Ah - 10000Ah

EFICIENCIA 95.8%



PROYECTO:
Estudio Técnico - Económico de un Sistema Fotovoltaico Híbrido
para el Instituto Oftalmológico Munguía en el Dpto. de Managua

PROPIETARIO:
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

CONTENIDO:
Diagrama Unifilar Eléctrico

LOCALIZACIÓN:
Managua

DISEÑO: Br. Heyling Jesebel Rivera Lumbr
Br. Reyna de los Ángeles Poveda Gutiérrez

REVISIÓN: M. Sc. Ramiro Arcia

ESCALA: S/E

FECHA: Abril, 2019

DIBUJO: Br. Heyling Rivera
Br. Reyna Poveda

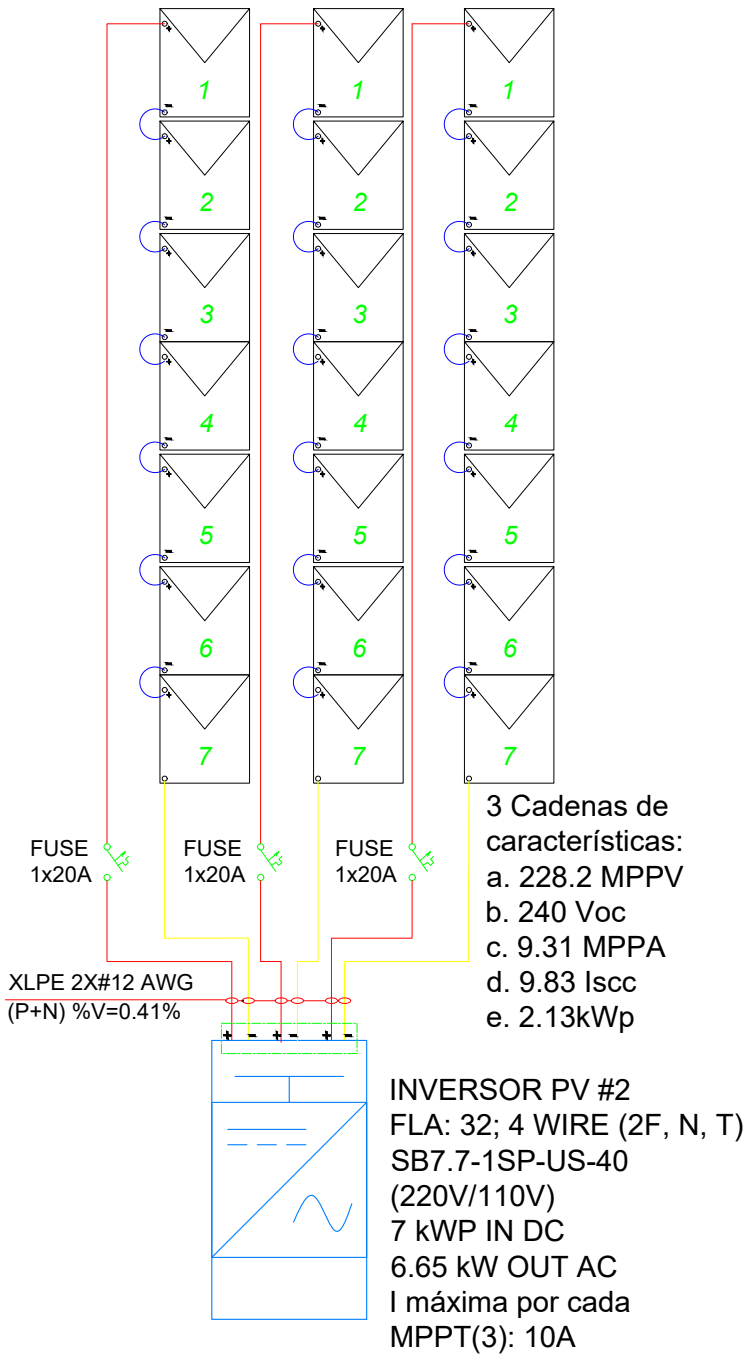
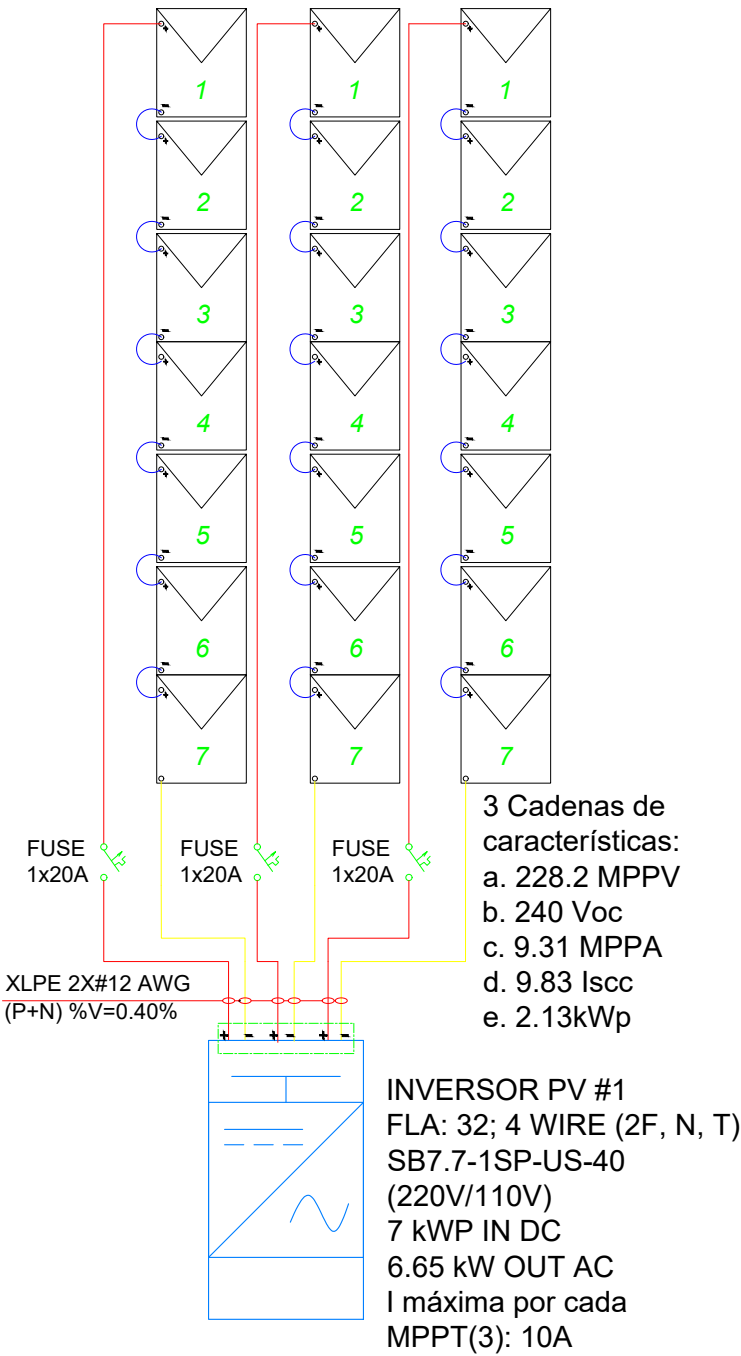
Hoja

Nº: 1

De: 6

SISTEMA FOTOVOLTAICO INSTITUTO OFTALMOLOGICO MUNGUIA

CADA INVERSOR POSEE 3 CADENAS DE 7 MÓDULOS CONECTADOS EN SERIE CON LAS SIGUIENTES
CARACTERÍSTICAS: 300WP TIPO MONOCRISTALINO, 40VOC, 32.6 VMPP, 9.83 AMP (Isc), 9.31 AMP
(IMPP), EFICIENCIA 17.89% BAJO CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO ESTÁNDAR



PROYECTO:
Estudio Técnico - Económico de un Sistema Fotovoltaico Híbrido para el Instituto Oftalmológico Munguía en el Dpto. de Managua

PROPIETARIO:
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

CONTENIDO:
Diagrama de conexión de módulos fotovoltaicos

LOCALIZACIÓN:
Managua

DISEÑO:
Br. Heyling Jesebel Rivera Lumbi
Br. Reyna de los Ángeles Poveda Gutiérrez

REVISÓ:
Msc. Ramiro Arcia

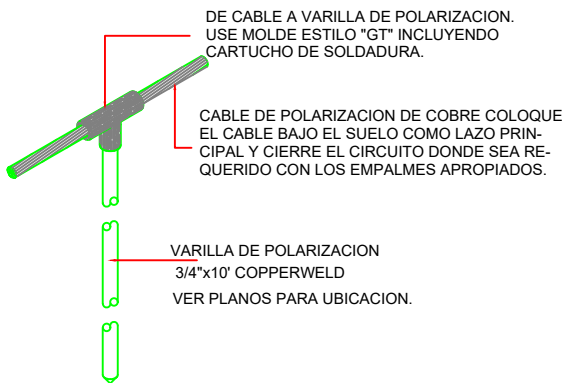
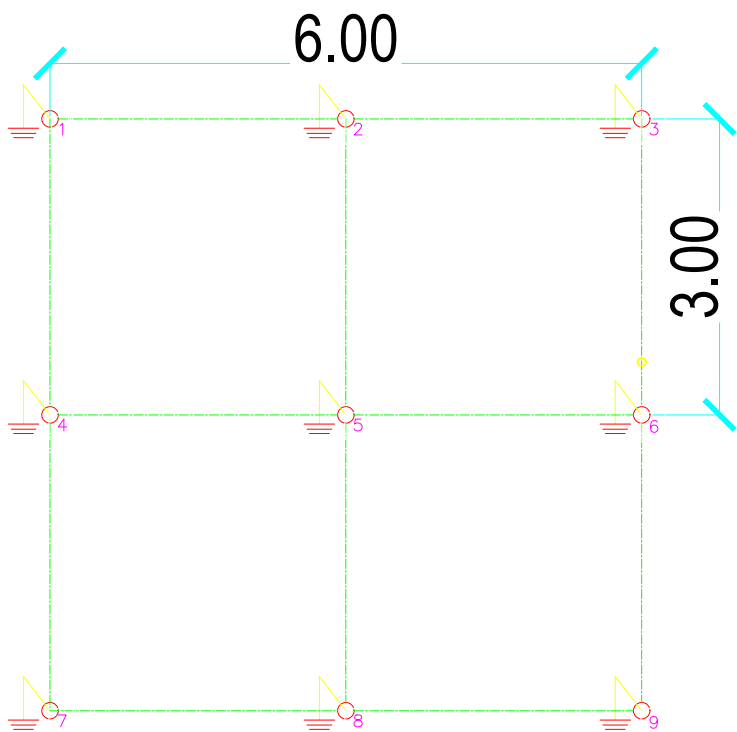
ESCALA:
S/E

FECHA:
Abril, 2019

DIBUJO:
Br. Heyling Jesebel Rivera Lumbi
Br. Reyna de los Angeles Poveda Gutierrez

Hoja
Nº: 2
DE: 6

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA



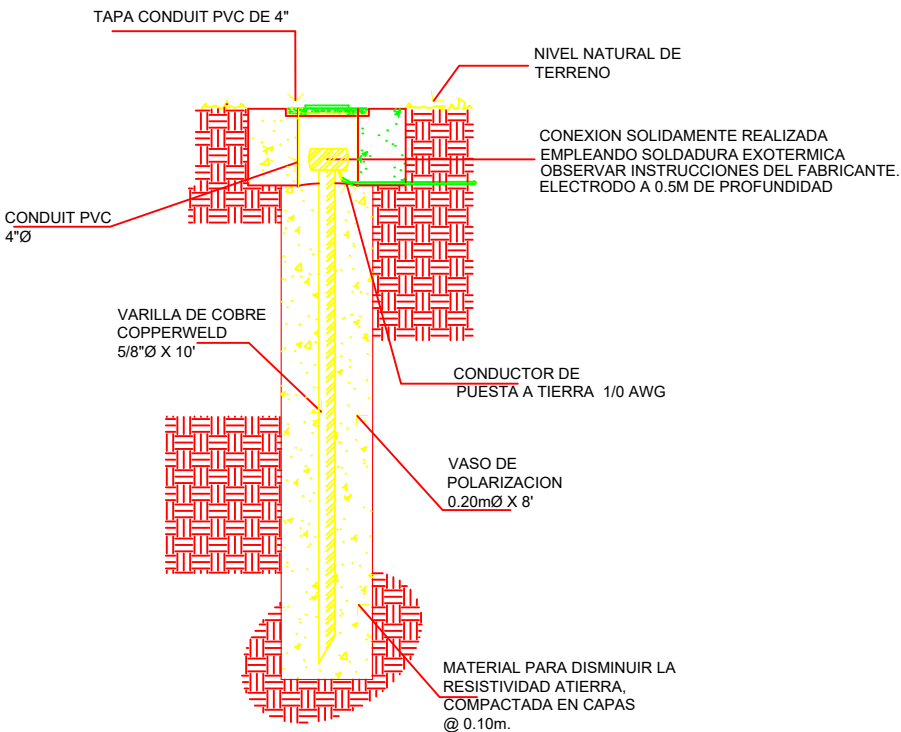
B CONEXION TIPICA A VARILLA DE TIERRA

SIMBOLOGIA

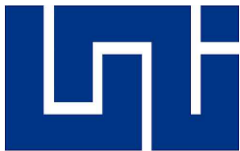
- CONDUCTOR No. 1/0 AWG DESNUDO EN CONTACTO DIRECTO CON TIERRA NATURAL (BAJO NIVEL DE MATERIAL SELECTO).
- PUNTO DE UNION O CRUCE DE CONDUCTORES, EMPLEAR SOLDADURA EXOTERMICA EN TODOS LOS CASOS, DE ACUERDO A INSTRUCCIONES DEL FABRICANTE.
- PUNTO DE PUESTA A TIERRA CON VARILLA DE COBRE TIPO COPPERWELD 5/8" X 10'.

NOTAS

- UNA RESISTENCIA INFERIOR A 10 OHMIOS, SE DEBE TOMAR ESTE VALOR SOBRE EL PUNTO DE PUESTA A TIERRA AISLADA DE CUALQUIER OTRO ELEMENTO DE NATURALEZA CONDUCTORA.
- TODO ELEMENTO ESTRUCTURAL DEBERA SER PUESTO A TIERRA, EMPLEANDO LOS CONECTORES ADECUADOS DE ACUERDO A LAS CARACTERISTICAS DEL MATERIAL (SOLDADURA EXOTERMICA, CONECTORES DE OJO). EN DEPENDENCIA DEL CASO QUE SE PRESENTE.



B CONEXION TIPICA A VARILLA DE TIERRA



PROYECTO:
Estudio Técnico - Económico de un Sistema Fotovoltaico Híbrido para el Instituto Oftalmológico Munguía en el Dpto. de Managua

PROPIETARIO:
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

CONTENIDO:
Diagrama de puesta a tierra y detalles

LOCALIZACIÓN:
Managua

DISEÑO:
Br. Heyling Jesebel Rivera Lumbi
Br. Reyna de los Angeles Poveda Gutiérrez

REVISIÓN:
M. Sc. Ramiro Arcia

ESCALA:
S/E

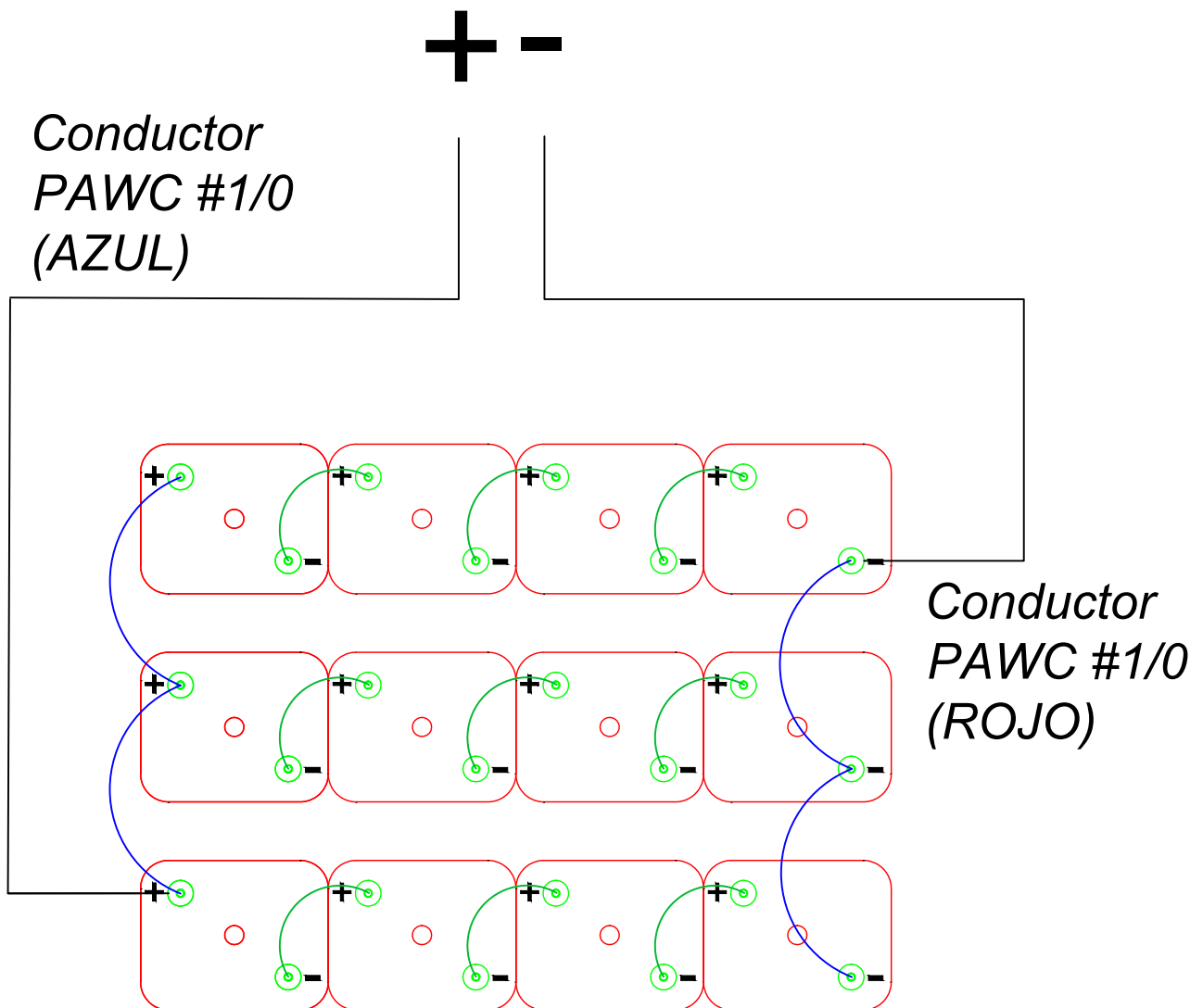
FECHA:
Abril, 2019

DIBUJO:
Br. Heyling Rivera
Br. Reyna Poveda

Hoja

Nº: **3**

De: **6**



BATERÍAS TIPO VRLA AGM 12V 216 Ah EN CONFIGURACIÓN;

4 BATERÍAS CONECTADAS EN SERIE Y 3 CADENAS
 CONECTADAS EN PARALELO PARA UN TOTAL DE 12
 BATERÍAS, OBTENIENDO UNA CONFIGURACIÓN DE BANCO
 DE 48VDC Y 648Ah



PROYECTO:
 Estudio Técnico - Económico de un Sistema Fotovoltaico Híbrido
 para el Instituto Oftalmológico Mangua en el Dpto. de Managua

PROPIETARIO:
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

CONTENIDO:
 Diagrama de puesta a tierra y detalles

LOCALIZACIÓN:
 Managua

DISEÑO: Br. Heyling Jesebel Rivera Lumbi
 Br. Reyna de los Ángeles Poveda Gutiérrez

REVISIÓN: M. Sc. Ramiro Arcia

ESCALA: S/E

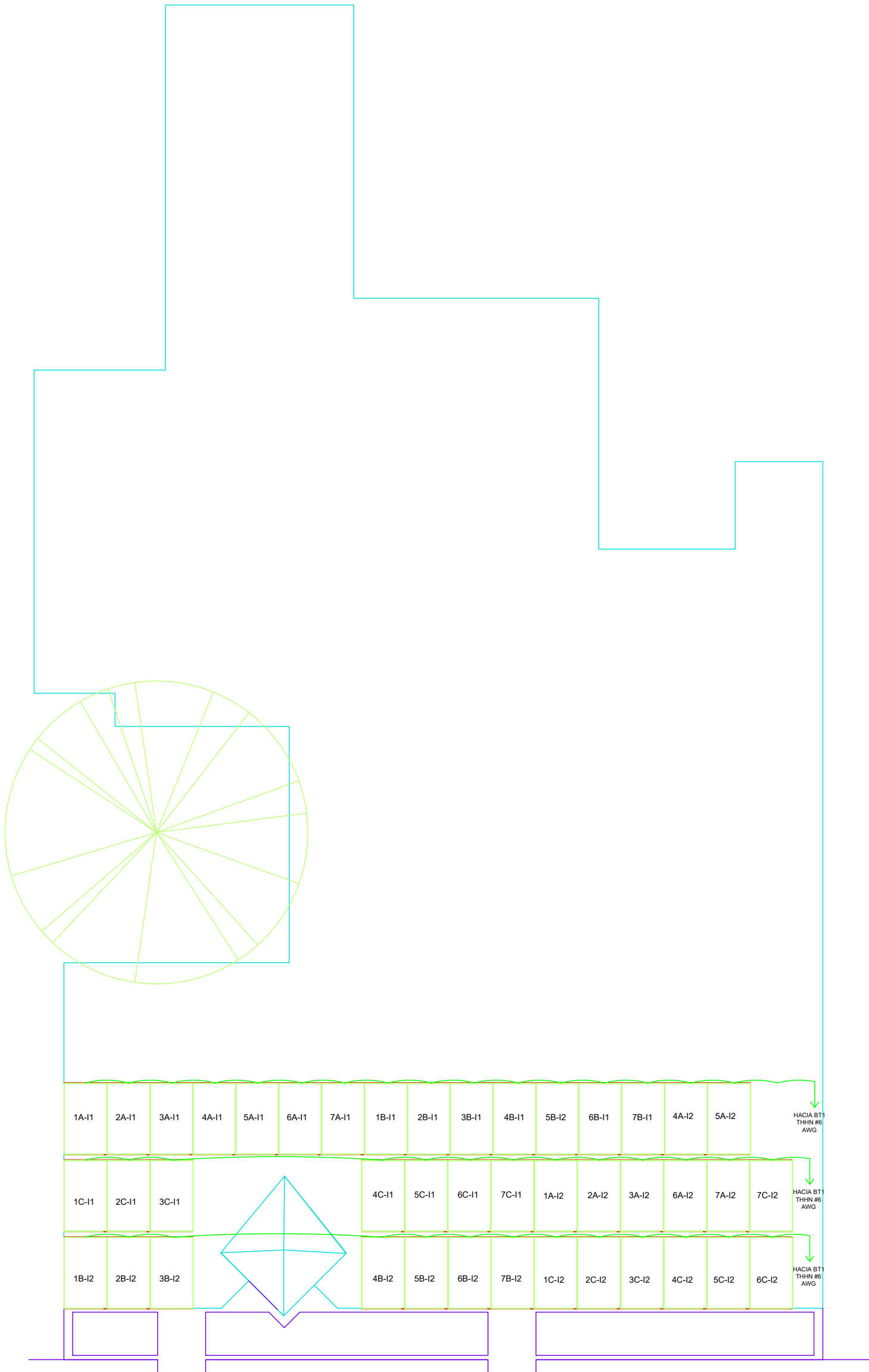
FECHA: Abril, 2019

DIBUJO: Br. Heyling Rivera
 Br. Reyna Poveda

Hoja

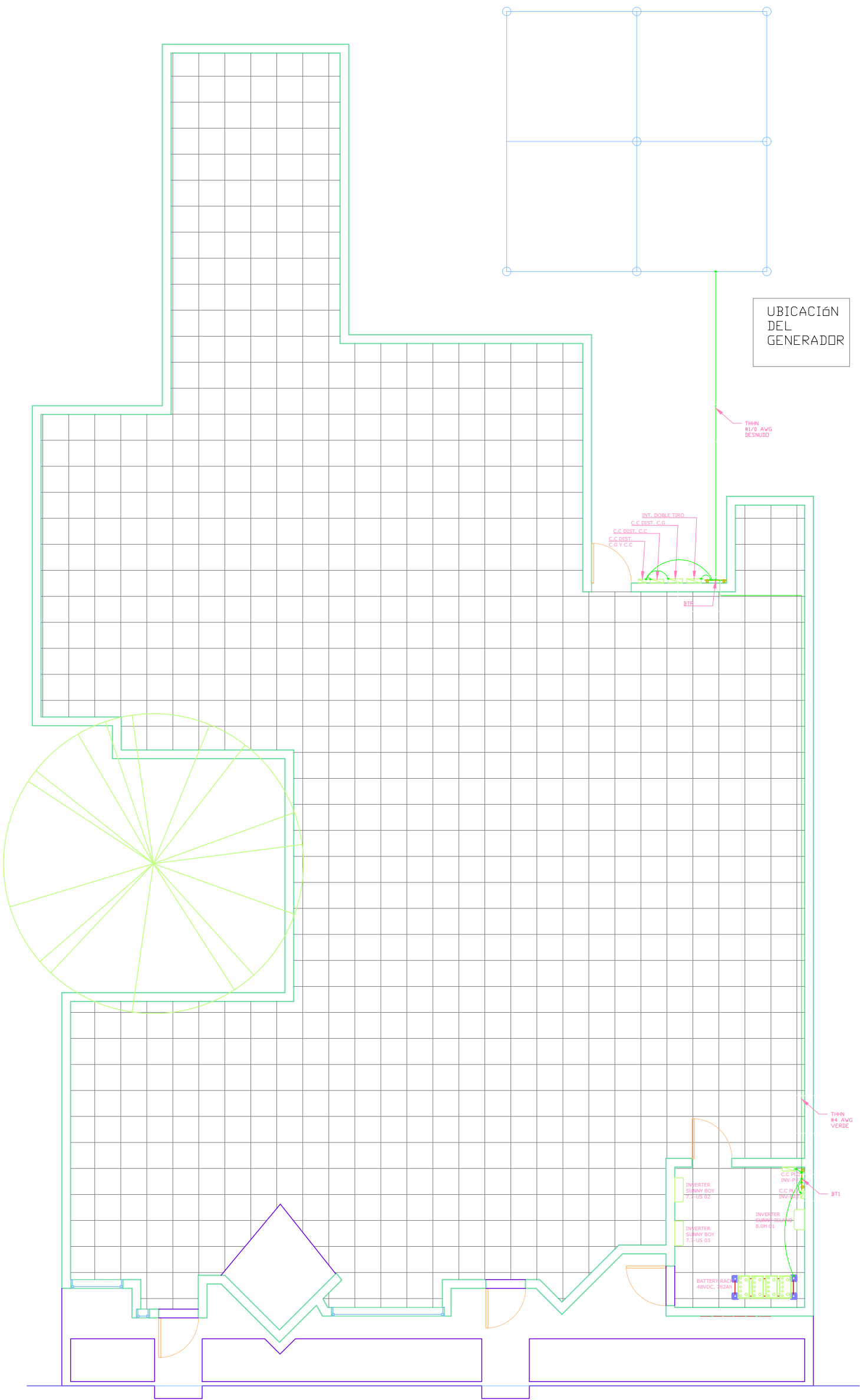
Nº: 4

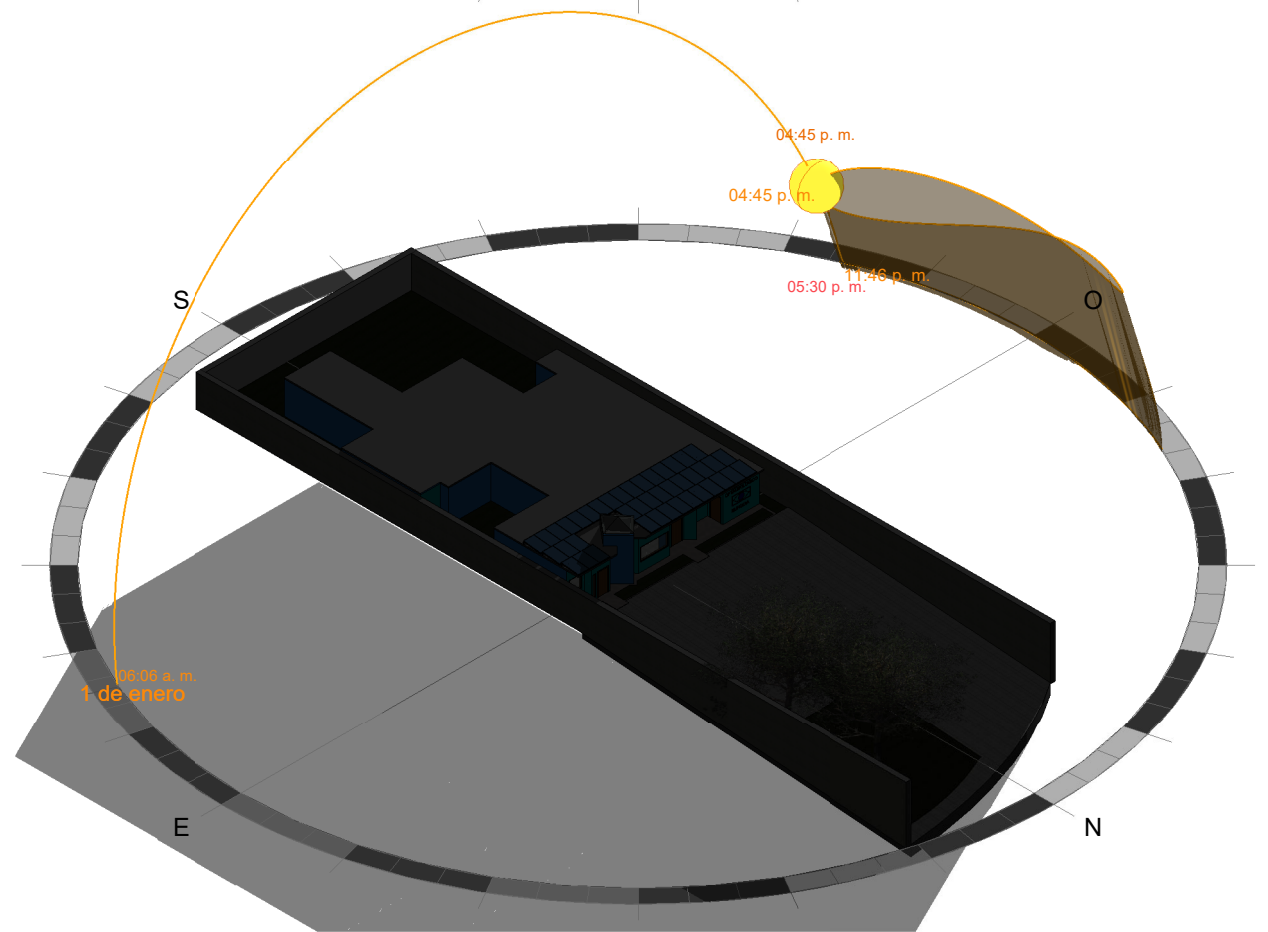
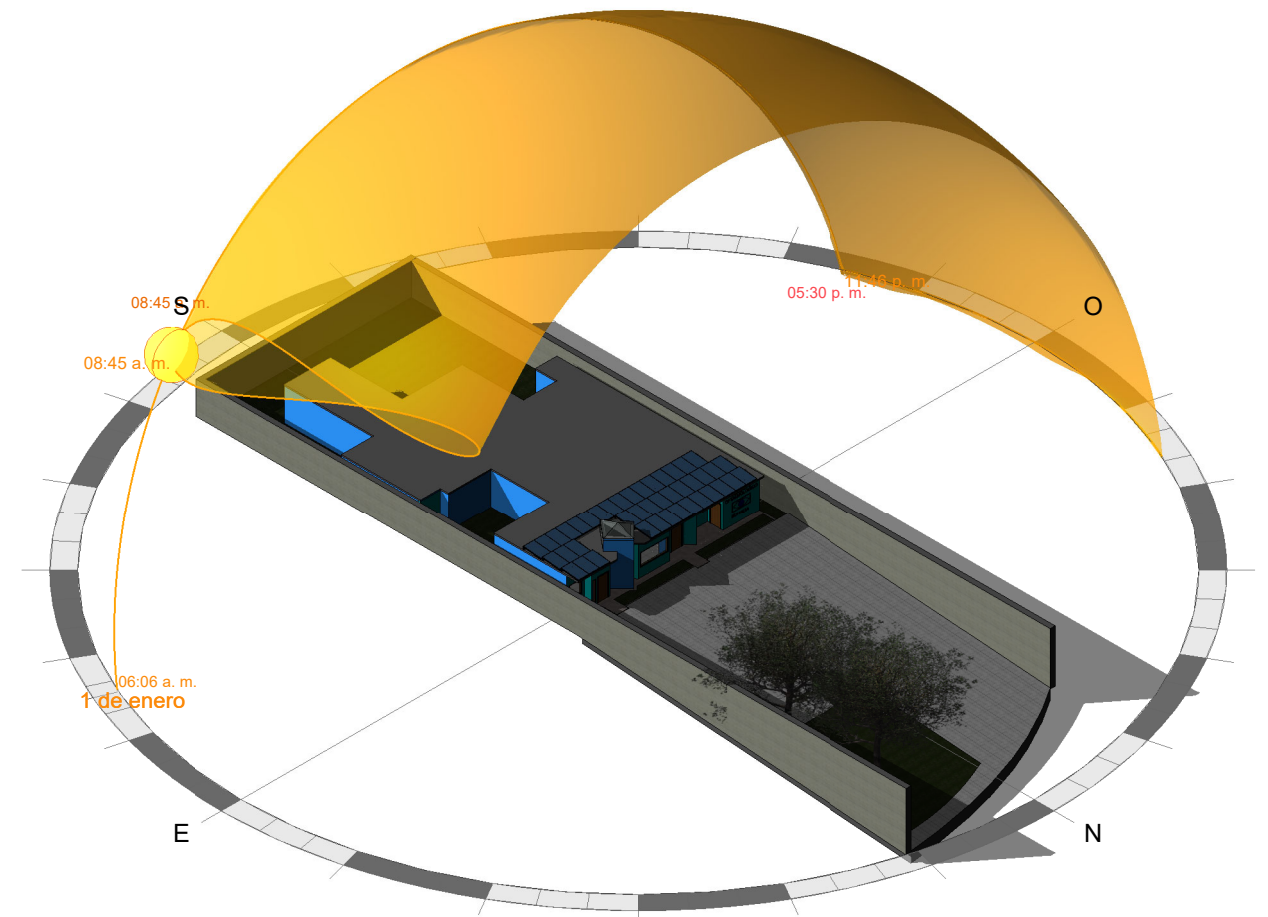
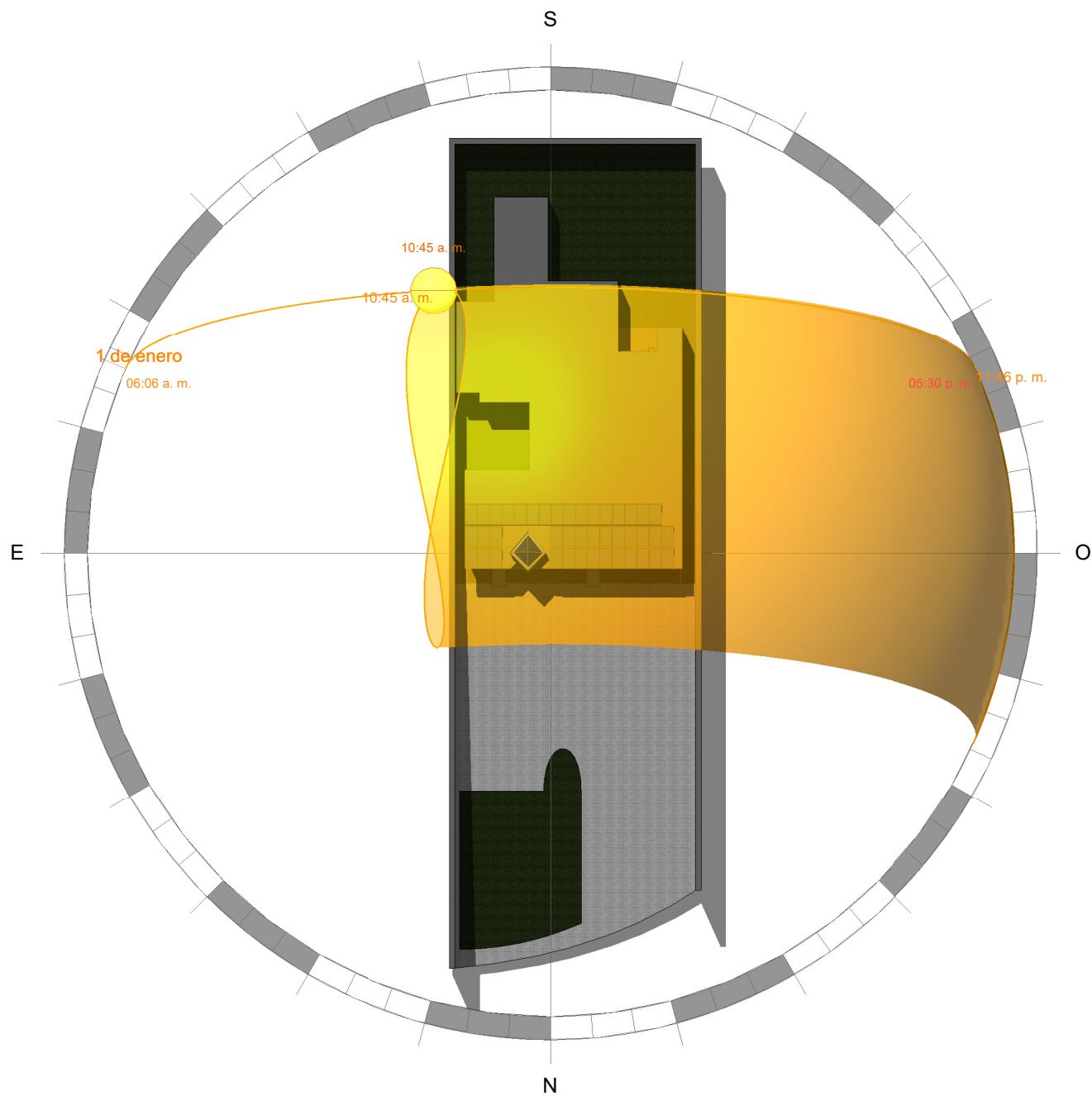
DE: 6



NOTAS:
1. Solo se conectaran a tierra las estructuras de soporte de material conductor de los módulos fotovoltaico, esto se realizara con terminales de conexion adecuados a la superficie, las conexiones se realizaran de acuerdo al diagrama expuesto en este documento y en consideracion de la normativa NEC, NFPA 2008 articulo 690.

UBICACION DE MALLA DE TIERRA, DETALLES EN PLANO EL-3





1 Trayectoria del Sol 1



Líder en Ciencia y Tecnología

N.º	Descripción	Fecha

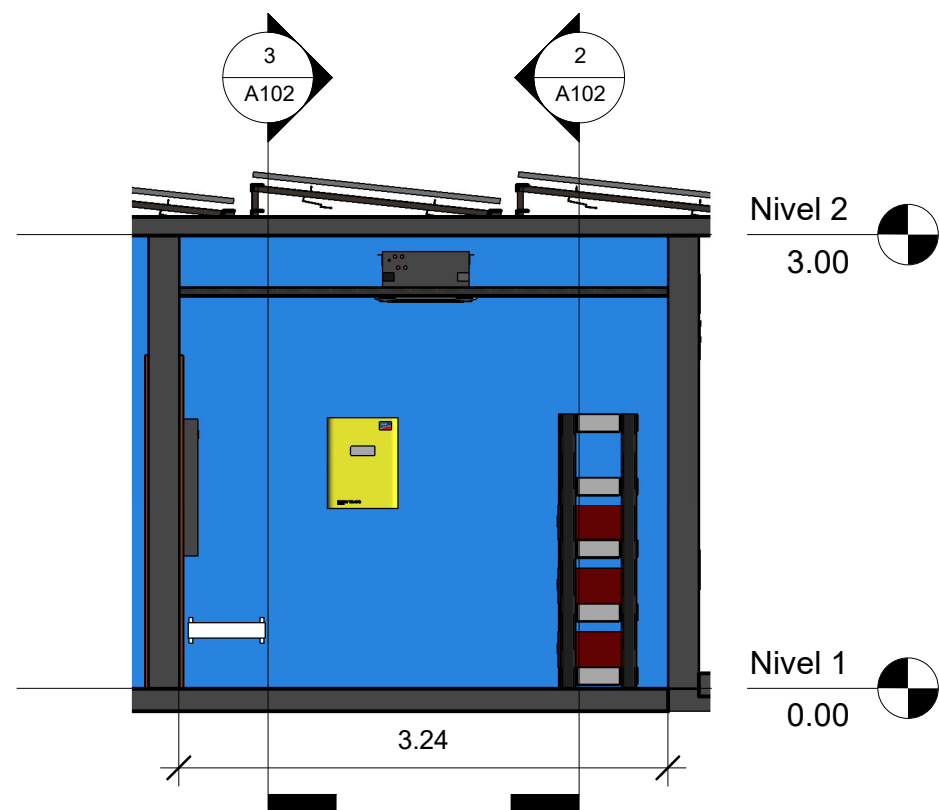
Universidad Nacional de Ingeniería

Sistema PV Híbrido IOM

Trayectoria del Sol en IOM

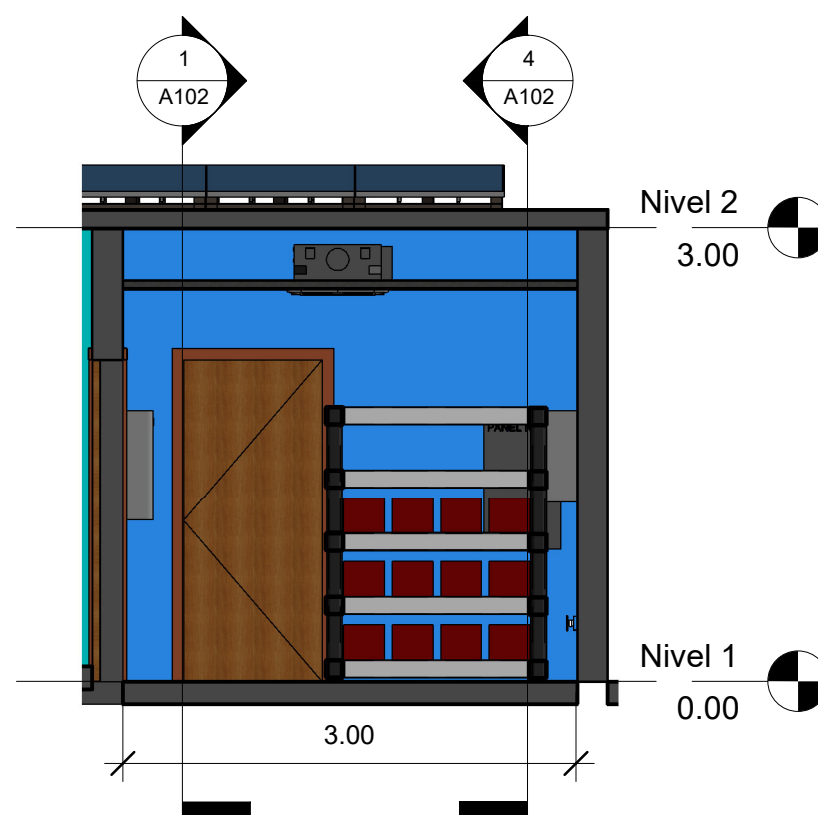
Número de proyecto	0001
Fecha	11/04/2019
Dibujado por	Br's. Heyling J./Reyna P.
Comprobado por	Heyling J./Reyna P.

A101
Escala



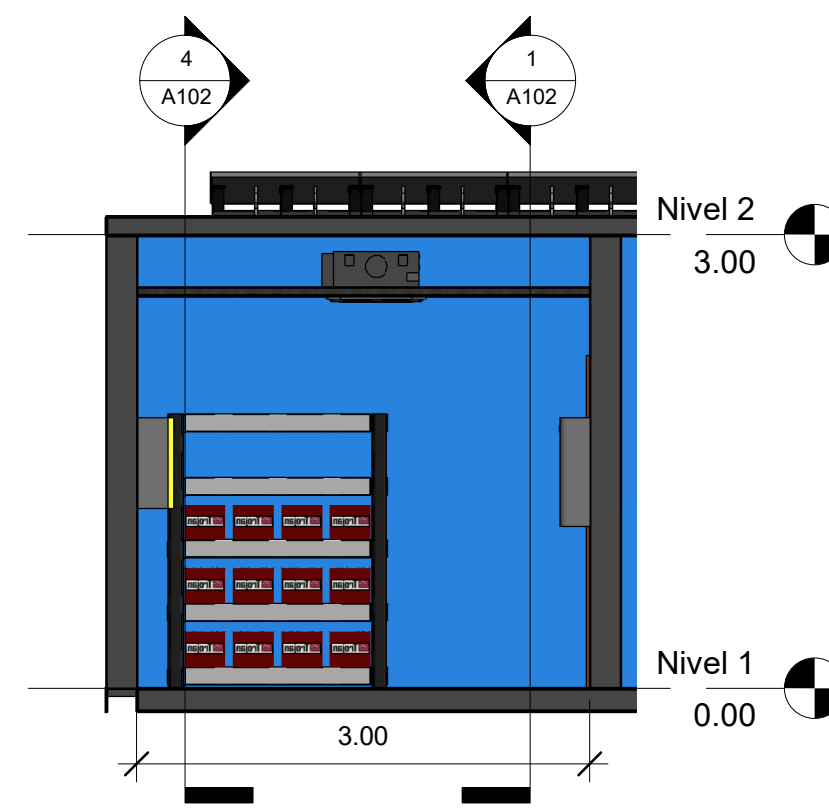
Sección 1

1 : 50



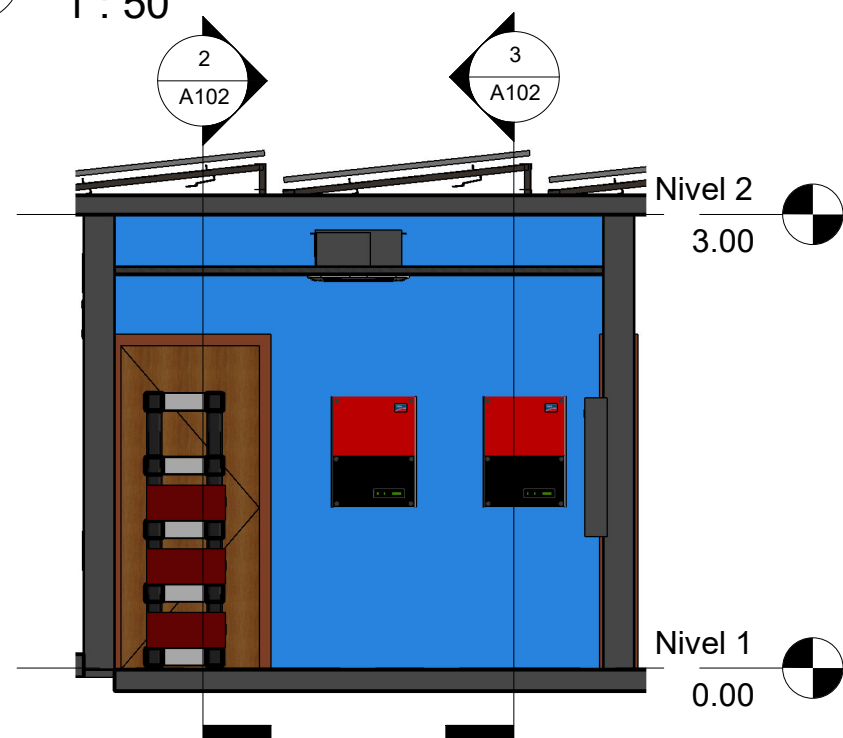
Sección 2

1 : 50



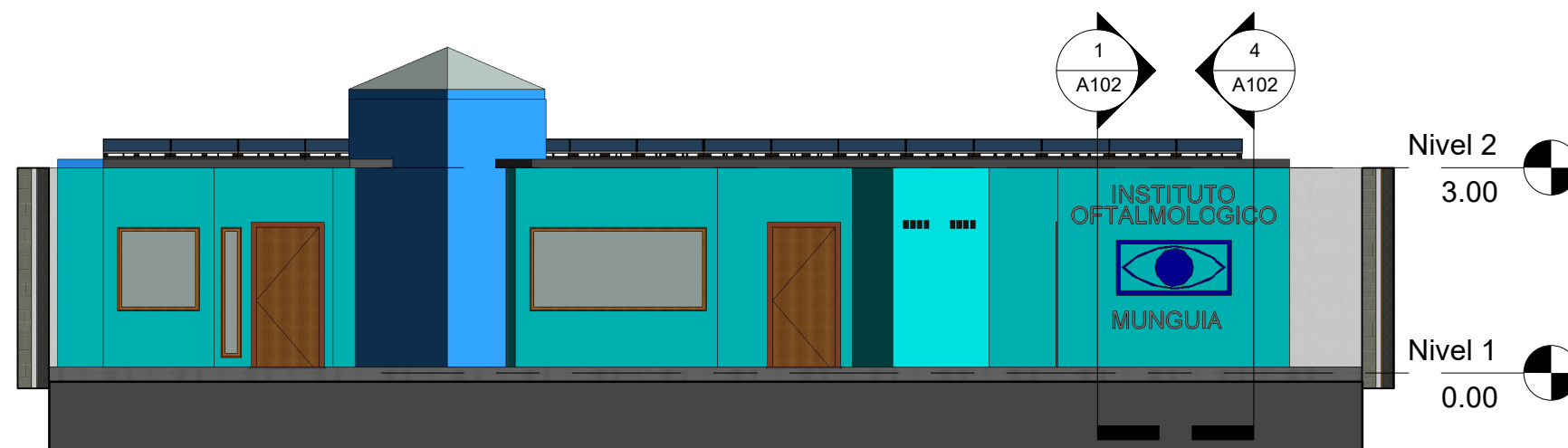
Sección 3

1 : 50



Sección 4

1 : 50



Sección 5

1 : 100



Líder en Ciencia y Tecnología

N.º	Descripción	Fecha

Universidad Nacional de Ingeniería

Sistema PV Híbrido IOM

Vista de Distribución de Equipos

Número de proyecto 0001

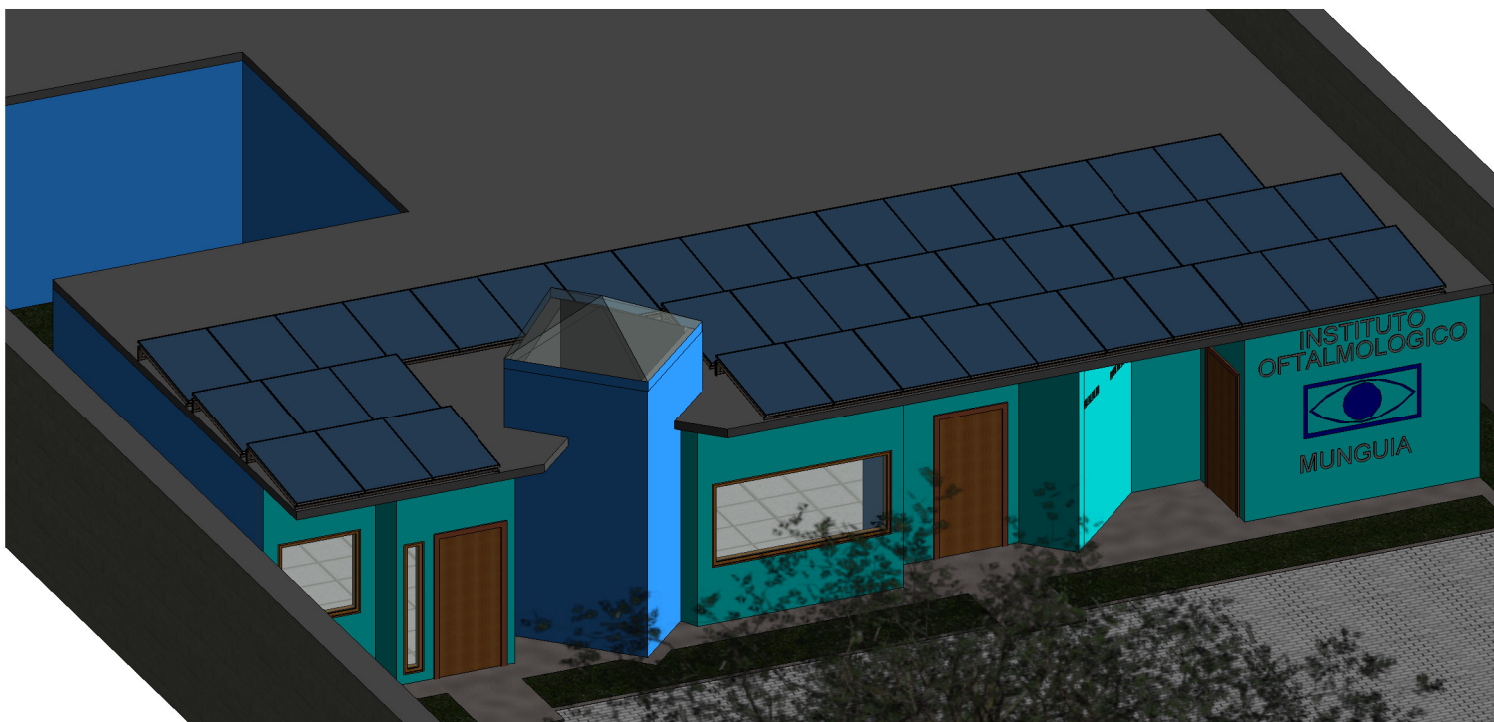
Fecha 11/04/2019

Dibujado por Br's. Heyling J./Reyna P.

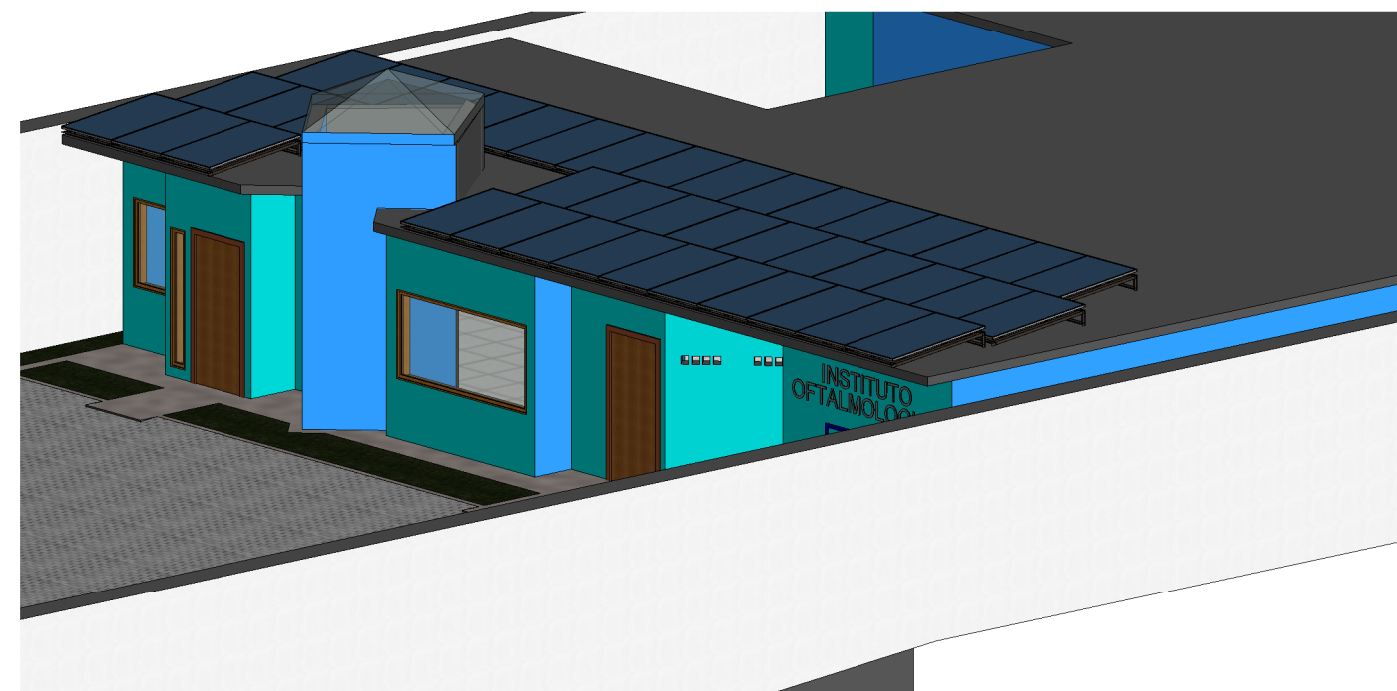
Comprobado por Heyling J./Reyna P.

A102

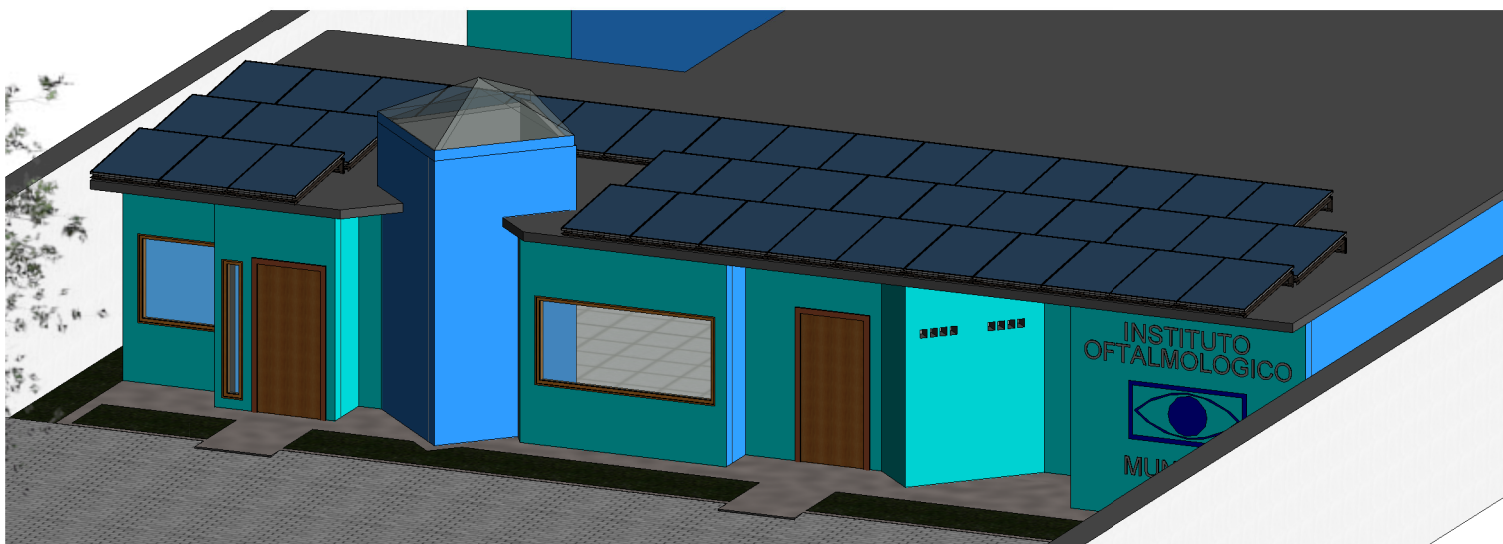
Escala Como se indica



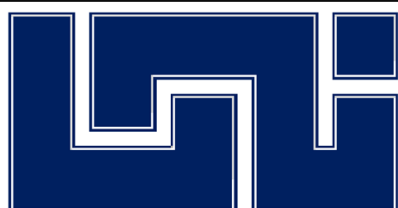
1 3D Instituto Munguia 1



3 3D Instituto Munguia 3



2 3D Instituto Munguia 2



Líder en Ciencia y Tecnología

N.º	Descripción	Fecha

Universidad Nacional de Ingeniería

Sistema PV Híbrido IOM

Vistas 3D

Número de proyecto	0001
Fecha	11/04/2019
Dibujado por	Br's. Heyling J./Reyna P.
Comprobado por	Heyling J./Reyna P.

A103

Escala



SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H



SIMPLE. ROBUST. FLEXIBLE.

Technical Data

Technical data	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
AC output (loads / stand-alone grid)		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V ... 253 V	230 V / 202 V ... 253 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Rated power (for Unom / Inom / 25 °C / cos φ = 1)	4600 W	6 000 W
AC power at 25 °C for 30 min / 5 min / 3 sec	6 000 W / 6 800 W / 11 000 W	8 000 W / 9 100 W / 11 000 W
Rated current / maximum output current (peak)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic factor output voltage / power factor with rated power	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
AC input (PV array, grid or MC box)		
Rated input voltage / AC input voltage range	230 V / 172.5 V ... 264.5 V	230 V / 172.5 V ... 264.5 V
Rated input frequency / allowable input frequency range	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Maximum AC input current	50 A	50 A
Maximum AC input power	11 500 W	11 500 W
Battery DC input		
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V ... 63 V	48 V / 41 V ... 63 V
Maximum battery charging current	110 A	140 A
Rated DC charging current / DC discharging current	90 A / 103 A	115 A / 136 A
Battery type / battery capacity (range)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge.	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge
Efficiency / self-consumption		
Maximum efficiency	95 %	95 %
Self-consumption without load / standby	< 26 W / < 4 W	< 26 W / < 4 W
Protective devices (equipment)		
AC short-circuit / AC overload	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -	- / -
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●	● / ●
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III	III
General data		
Dimensions (width x height x depth)	467 mm x 612 mm x 242 mm	467 mm x 612 mm x 242 mm
Priority	63 kg	63 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Protection class (according to IEC 62103)	I	I
Climatic category according to IEC 60721	3K6	3K6
Degree of protection according to IEC 60529	IP54	IP54
Features / function		
Operation and display / multifunction relay	External via SRC-20 / 2	External via SRC-20 / 2
Three-phase systems / parallel connection	● / ●	● / ●
Integrated bypass / multiclusster operation	- / ●	- / ●
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●	● / ● / ●
Integrated soft start / generator support	● / ●	● / ●
Battery temperature sensor / data cables	● / ●	● / ●
Certificates and approvals	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Warranty: 5 years	●	●
Accessory		
Battery cable / battery fuse	○ / ○	○ / ○
Interface SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multiclusster)	○ / ○	○ / ○
Extended generator start "GenMan"	○	○
Load-shedding contactor / battery current measurement	○ / ○	○ / ○
Type designation	SI6.0H-11	SI8.0H-11
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Data at nominal conditions – provisional data, as of March 2013		

SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1

34266 Niestetal

Germany

Tel.: +49 561 9522-0

Fax: +49 561 9522-100

E-mail: Info@SMA.de

www.SMA-Solar.com



SUNNY BOY

3.0-US / 3.8-US / 5.0-US / 6.0-US / 7.0-US / 7.7-US



SB3.0-1 SP-US-40 / SB3.8-1 SP-US-40 / SB5.0-1 SP-US-40
SB6.0-1 SP-US-40 / SB7.0-1 SP-US-40 / SB7.7-1 SP-US-40

**WORLD'S FIRST
SECURE POWER SUPPLY**



OUTLET NOT INCLUDED

Value-Added Improvements

- World's first Secure Power Supply now offers up to 2,000 W
- Full grid management capabilities ensures a utility-compliant solution for any market

Reduced Labor

- New Installation Assistant with direct access via smartphone minimizes time in the field
- Integrated disconnect simplifies equipment stocking and speeds installation

Unmatched Flexibility

- SMA's proprietary OptiTrac™ Global Peak technology mitigates shade with ease
- Multiple independent MPPTs accommodate hundreds of stringing possibilities

Trouble-Free Servicing

- Two-part enclosure concept allows for simple, expedited servicing
- Enhanced AFCI technology reduces false tripping while improving sensitivity in real arcs, greatly reducing unneeded service calls

SUNNY BOY

3.0-US / 3.8-US / 5.0-US / 6.0-US / 7.0-US / 7.7-US

Reduce costs across your entire residential business model

The residential PV market is changing rapidly, and we understand that your bottom line matters more than ever. That's why we've designed a superior residential solution that will help you decrease costs throughout all stages of your business operations. The Sunny Boy 3.0-US/3.8-US/5.0-US/6.0-US/7.0-US/7.7-US join the SMA lineup of field-proven solar technology backed by the world's #1 service team, along with a wealth of improvements. Simple design, improved stocking and ordering, value driven sales support and streamlined installation are just some of the ways that SMA is working to help your business operate more efficiently.

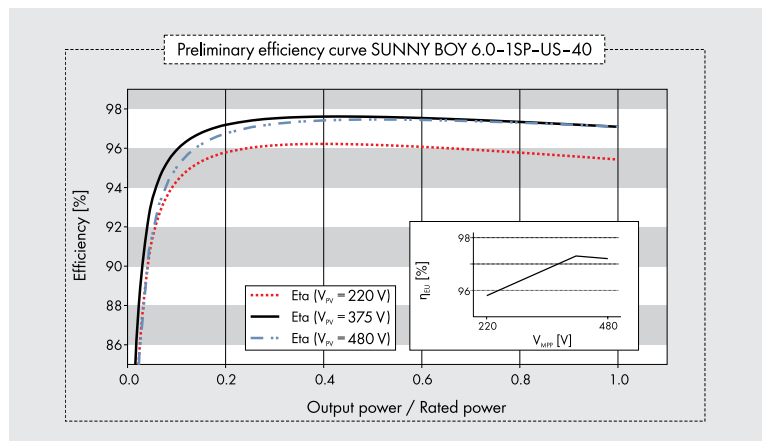
Technical data	Sunny Boy 3.0-US *		Sunny Boy 3.8-US *		Sunny Boy 5.0-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)						
Max. usable DC power	3100 W	3100 W	3450 W	3900 W	5250 W	5250 W
Max. DC voltage	600 V					
Rated MPP voltage range	155 - 480 V		195 - 480 V		220 - 480 V	
MPPT operating voltage range	100 - 550 V					
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 125 V					
Max. operating input current per MPPT	10 A					
Max. short circuit current per MPPT	18 A					
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker	2/1				3 / 1	
Output (AC)						
AC nominal power	3000 W	3000 W	3330 W	3800 W	5000 W	5000 W
Max. AC apparent power	3000 VA	3000 VA	3330 VA	3800 VA	5000 VA	5000 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 – 229 V	211 – 264 V	183 – 229 V	211 – 264 V	183 – 229 V	211 – 264 V
AC grid frequency	60 Hz / 50 Hz					
Max. output current	14.5 A	12.5 A	16.0 A	16.0 A	24.0 A	24.0 A
Power factor (cos φ)	1					
Output phases / line connections	1 / 2					
Harmonics	< 4 %					
Efficiency						
Max. efficiency	97.2 % *	97.5 % *	97.2 % *	97.5 % *	97.2 %	97.5 %
CEC efficiency	96.5 % *	97.0 % *	96.5 % *	97.0 % *	96.5 %	97 %
Protection devices						
DC disconnect device	●					
DC reverse polarity protection	●					
Ground fault monitoring / Grid monitoring	●					
AC short circuit protection	●					
All-pole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)	●					
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	●					
Protection class / overvoltage category	I / IV					
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	535 x 730 x 198 (21.1 x 28.5 x 7.8)					
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm (in)	600 x 800 x 300 (23.6 x 31.5 x 11.8)					
Weight	26 kg (57 lb)					
Packaging weight	30 kg (66 lb)					
Operating temperature range	- 25°C ...+60°C					
Noise emission (typical)	< 25 dB(A)					
Internal power consumption at night	< 5 W					
Topology	Transformerless					
Cooling concept	Convection					
Features						
Secure Power Supply	●					
Display (2 x 16 characters)	●					
Interfaces: Ethernet / WLAN	● / ●					
Sensor module / External WLAN antenna	○ / ○					
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/○/○					
Certificates and approvals	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA V22.2 107.1-1					
● Standard features ○ Optional features — Not available	Data at nominal conditions		NOTE: US inverters ship with gray lids.		* Preliminary data, UL pending	
Type designation	SB3.0-1SP-US-40		SB3.8-1SP-US-40		SB5.0-1SP-US-40	



Sensor module
MD.SEN-US-40



External WLAN antenna
EXTANT-US-40



Technical data	Sunny Boy 6.0-US		Sunny Boy 7.0-US *		Sunny Boy 7.7-US *	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)						
Max usable DC power	5500 W	6300 W	6900 W	7350 W	6950 W	8100 W
Max. DC Voltage	600 V					
Rated MPP Voltage range	220 – 480 V		245 - 480 V		270 - 480 V	
MPPT operating voltage range	100 – 550 V					
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 125 V					
Max. operating input current per MPPT	10 A					
Max. short circuit current per MPPT	18 A					
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker	3 / 1					
Output (AC)						
AC nominal power	5200 W	6000 W	6660 W	7000 W	6660 W	7680 W
Max. AC apparent power	5200 VA	6000 VA	6660 VA	7000 VA	6660 VA	7680 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 – 229 V	211 – 264 V	183 – 229 V	211 – 264 V	183 – 229 V	211 – 264 V
AC grid frequency	60 Hz / 50 Hz					
Max. output current	25.0 A	25.0 A	32.0 A	29.2 A	32.0 A	32.0 A
Power factor (cos φ)	1					
Output phases / line connections	1 / 2					
Harmonics	< 4 %					
Efficiency						
Max. efficiency	97.2 %	97.6 %	97.1 % *	97.2 % *	97.1 % *	97.2 % *
CEC efficiency	96.5 %	97 %	96.5 % *	96.5 % *	96.5 % *	96.5 % *
Protection devices						
DC disconnect device	●					
DC reverse polarity protection	●					
Ground fault monitoring / Grid monitoring	●					
AC short circuit protection	●					
All-pole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)	●					
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	●					
Protection class / overvoltage category	I / IV					
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	535 x 730 x 198 (21.1 x 28.5 x 7.8)					
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm (in)	600 x 800 x 300 (23.6 x 31.5 x 11.8)					
Weight	26 kg (57 lb)					
Packaging weight	30 kg (66 lb)					
Operating temperature range	– 25°C ...+60°C					
Noise emission (typical)	26 dB(A)		30 dB(A) *			
Internal power consumption at night	< 5 W					
Topology	Transformerless					
Cooling concept	Convection		Fan			
Features						
Secure Power Supply	●					
Display (2 x 16 characters)	●					
Interfaces: Ethernet / WLAN	● / ●					
Sensor module / External WLAN antenna	○ / ○					
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/○/○					
Certificates and approvals	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA V22.2 107.1-1					
● Standard features ○ Optional features – Not available	Data at nominal conditions		NOTE: US inverters ship with gray lids.		* Preliminary data, UL pending	
Type designation	SB6.0-1SP-US-40		SB7.0-1SP-US-40		SB7.7-1SP-US-40	

SAME NAME, NEW GAME

The Sunny Boy 3.0-US through 7.7-US are once again raising the bar by offering improved performance, enhanced features, and most importantly, an economical approach to residential solar. Your business model is a value chain. The new Sunny Boy-US series can help you stay competitive in an increasingly price sensitive residential market by driving down costs across all of your business operations.



MODEL **SAGM 12 205**
 VOLTAGE **12**
 CAPACITY **205Ah @ 20Hr**
 MATERIAL **Polypropylene**
 BATTERY **VRLA AGM / Non-Spillable / Maintenance-Free**
 COLOR **Maroon**
 WATERING **No Watering Required**
 IEC 61427 **8+ Years Life**



12 VOLT

PHYSICAL SPECIFICATIONS

MODEL NAME	TERMINAL TYPE ^D	DIMENSIONS ^B INCHES (mm)			WEIGHT ^F LBS. (kg)	HANDLES	INSTALLATION ORIENTATION
		LENGTH	WIDTH	HEIGHT ^C			
SAGM 12 205	M8/LT	14.97 (380)	6.94 (176)	14.07 (357)	131 (59)	Braided Rope	Horizontal and Vertical

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

VOLTAGE	CAPACITY ^A AMP-HOURS (Ah)					ENERGY (kWh)	INTERNAL RESISTANCE (mΩ)	SHORT CIRCUIT CURRENT (amps)
12	10-Hr	20-Hr	48-Hr	72-Hr	100-Hr	20-Hr	4.5	2790
	174	205	210	213	216	2.46		

CHARGING INSTRUCTIONS

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)				
SYSTEM VOLTAGE	12V	24V	36V	48V
Maximum Charge Current (A)	20% of C ₂₀			
Absorption Voltage (2.40 V/cell)	14.40	28.80	43.20	57.60
Float Voltage (2.25 V/cell)	13.50	27.00	40.50	54.00
Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.				

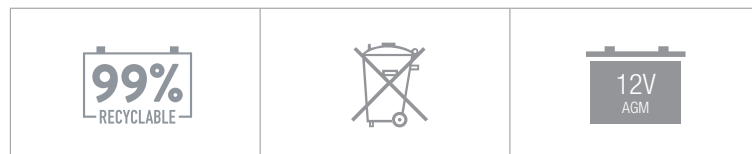
CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

ADD	SUBTRACT
0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F below 77°F	0.005 volt per cell for every 1°C above 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F above 77°F

OPERATIONAL DATA

OPERATING TEMPERATURE	SELF DISCHARGE
-4°F to 122°F (-20°C to +50°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	Less than 3% per month depending on storage temperature conditions.

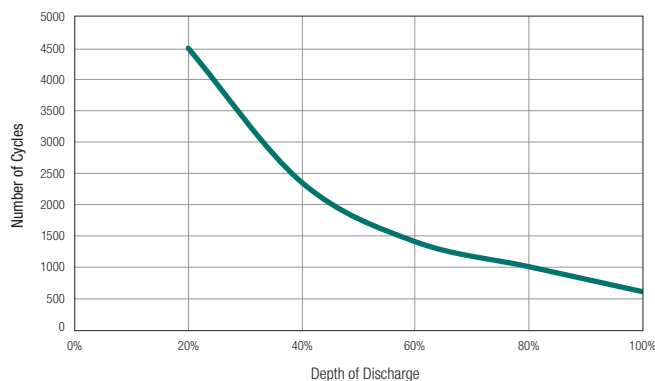
RECYCLE RESPONSIBLY



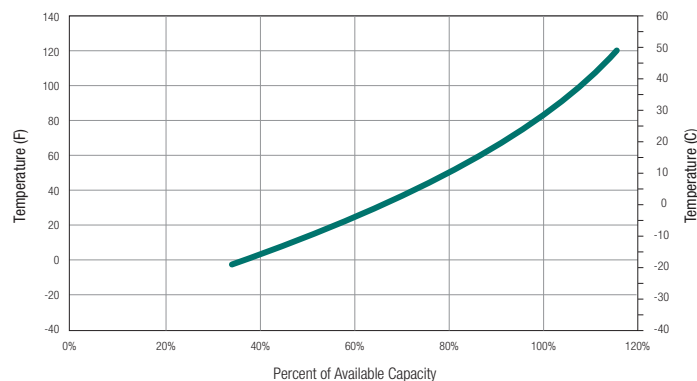
STATE OF CHARGE MEASURE OF OPEN-CIRCUIT VOLTAGE

PERCENTAGE CHARGE	CELL	12 VOLT
100	2.14	12.84
75	2.09	12.54
50	2.04	12.24
25	1.99	11.94
0	1.94	11.64

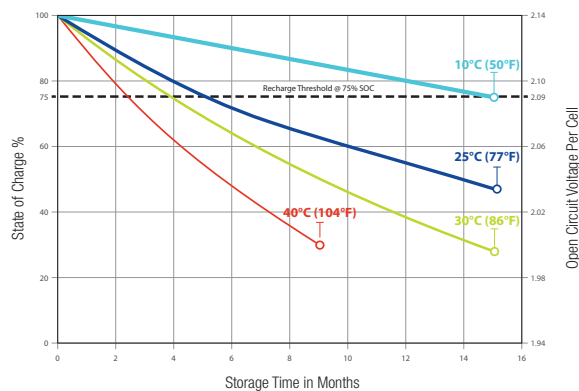
SOLAR CYCLE-LIFE



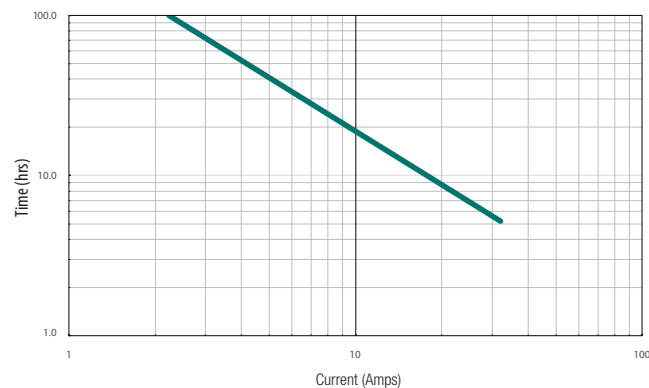
PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



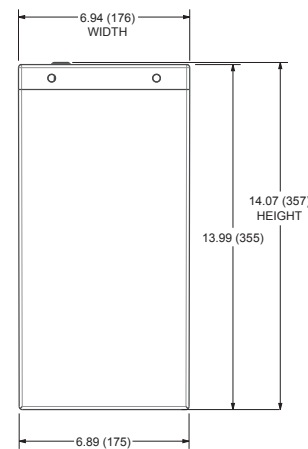
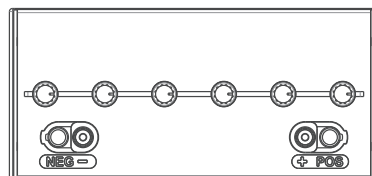
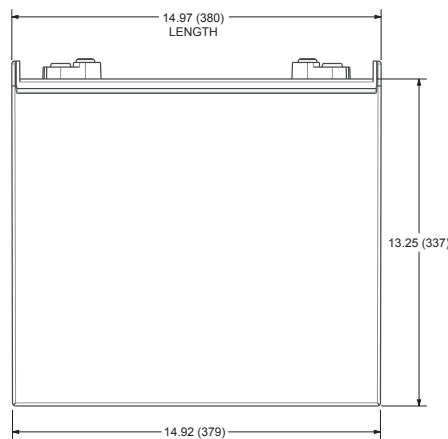
SELF DISCHARGE VS. TIME^E



TROJAN SAGM 12 205 PERFORMANCE



BATTERY DIMENSIONS (shown with M8, height is 15.57 (395) with LT)



TERMINAL CONFIGURATIONS^D

15	M8	M8
Battery Height with Terminal in Inches (mm) 14.07 (357)		
Torque Values in-lb (Nm) Bolt: 85 – 90 (10 – 11)		

15	M8	M8 WITH LT ADAPTER (ADAPTER PROVIDED BUT NOT INSTALLED)
Battery Height with Terminal in Inches (mm) 15.57 (395)		
Torque Values in-lb (Nm) Connection to M8: 85 – 90 (10 – 11) Connection to LT: 65 – 75 (7.5 – 8.5)		
Bolt Size M8 x 1.25		

- A. The amount of amp-hours (Ah) a battery can deliver when discharged at a constant rate at 86°F (30°C) for all rates and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.
- B. Dimensions may vary depending on type of handle or terminal. Batteries should be mounted with 0.5 inches (12.7 mm) spacing minimum.

- C. Height taken from bottom of the battery to the highest point on the battery. Heights may vary depending on type of terminal.
- D. Terminal images are representative only.
- E. A boost charge should be performed every 6 months when batteries are in storage.
- F. Weight may vary.



Designed in compliance with applicable BCI, DIN, BS and IEC standards.
Tested in compliance to BCI and IEC standards.

800.423.6569 / +1.562.236.3000 / trojanbattery.com

SAGM_12_205_DS_021319



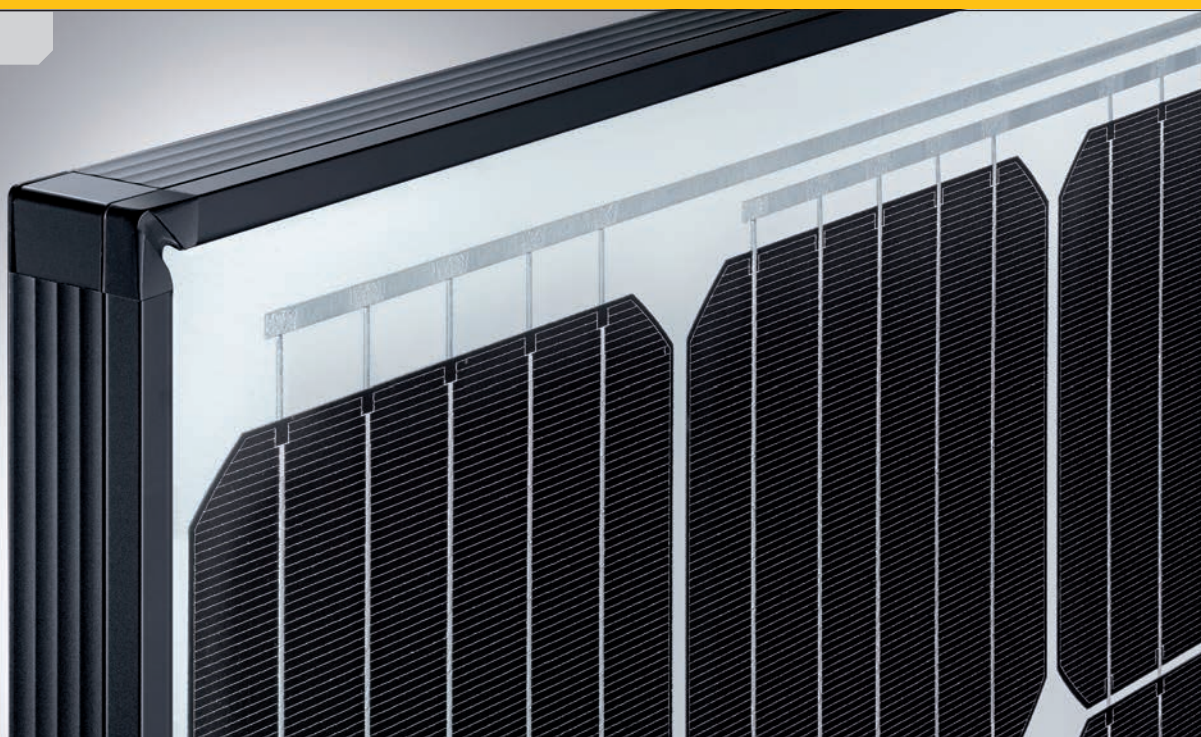
© 2019 Trojan Battery Company, LLC. All rights reserved. Trojan Battery Company is not liable for damages that may result from any information provided in or omitted from this publication, under any circumstances. Trojan Battery Company reserves the right to make adjustments to this publication at any time, without notice or obligation.

Sunmodule® Plus

SW 290 / 300 MONO



Data sheet



HIGH QUALITY ENGINEERING BY SOLARWORLD

More than 40 years of technology expertise, ongoing innovation and continuous optimization create the foundation for the performance of Solarworld's high-quality modules. All production steps, from silicon to module, are established at our production sites, ensuring the highest quality for our customers every step of the way. Our modules are extremely flexible when it comes to their application and provide optimal solutions for installation and non-stop performance – worldwide.

- » Especially stable, despite its low weight mechanical resilience of up to 8.5 kN/m²
- » Tested in extreme weather conditions – resistance to salt spray, frost and hail-proof, resistance to ammonia, dust and sand
- » PID-resistant and proven hotspot guarantee
- » Highly-efficient cells (mono PERC) for the highest possible yields
- » Harmonized components such as mounting systems, connector cables, inverters and energy storage systems can be delivered as complete system
- » Patented drainage corners for optimized self-cleaning
- » Front glass with an anti-reflective coating
- » Long-term safety and guaranteed top performance – At least 97% of nominal power in the first year – 25-year linear performance warranty 20-year product warranty



Sunmodule[®] Plus

SW 290 / 300 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	290 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	39.6 V	40.0 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	31.9 V	32.6 V
Short circuit current	I_{sc}	9.75 A	9.83 A
Maximum power point current	I_{mpp}	9.20 A	9.31 A
Module efficiency	η_m	17.30 %	17.89 %

Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled, ID 0000039351)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	219.6 Wp	226.7 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	36.7 V	37.0 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	29.5 V	30.2 V
Short circuit current	I_{sc}	7.99 A	8.06 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.43 A	7.52 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 97% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Power sorting	-0 Wp / +10 Wp
Maximum system voltage IEC	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40°C - +85°C
Maximum Design Loads (Two rail system)*	+5.4 kN/m ² / -3.1 kN/m ²
Maximum Design Loads (Three rail system)*	+8.5 kN/m ² / -3.1 kN/m ²

*Please refer to the Sunmodule Installation instructions for the details associated with these load cases.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline PERC
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	Tempered safety glass (EN 12150)
Back	Film, white
Frame	Black anodized aluminum
J-Box	IP65
Connector	Amphenol H4 UTX

DIMENSIONS / WEIGHT

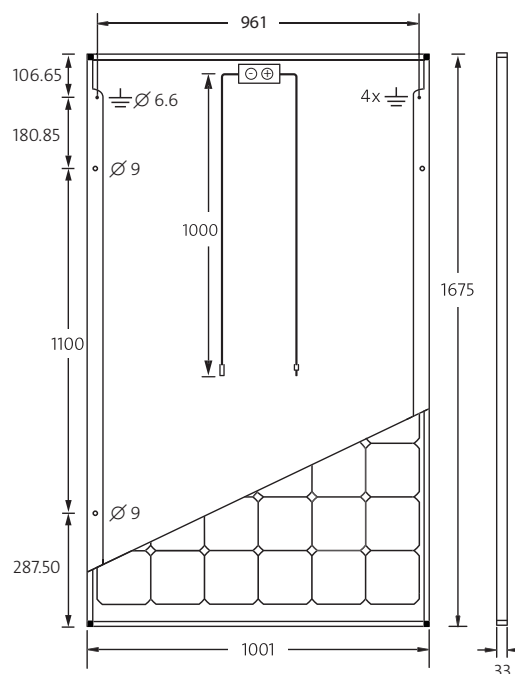
Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Weight	18.0 kg

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TK I_{sc}	0.070 %/K
TK U_{oc}	-0.29 %/K
TK P_{mpp}	-0.39 %/K

ORDERING INFORMATION

Order number	Description
82000482	Sunmodule Plus SW 290 mono
82000432	Sunmodule Plus SW 300 mono



CERTIFICATES AND WARRANTIES

Certificates	IEC 61730	IEC 61215	UL 1703
	IEC 62716	IEC 60068-2-68	IEC 61701
Warranties	Product Warranty	20 years	
	Linear Performance Guarantee	25 years	



OFFICIAL DISTRIBUTOR

SunFields Europe | info@sfe-solar.com | www.sfe-solar.com

SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice. This data sheet complies with the requirements of EN 50380.